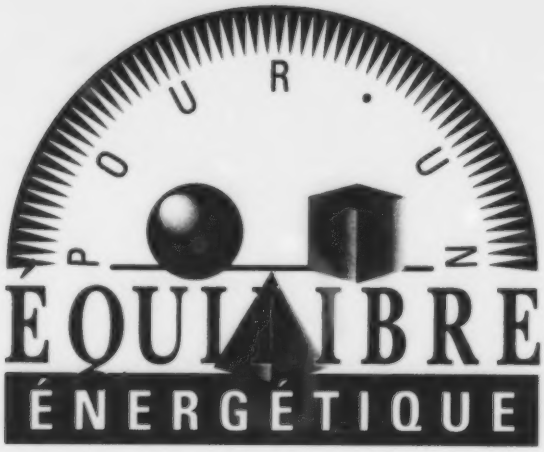


ONTARIO HYDRO

AU SERVICE DE SA CLIENTÈLE

PAR LA PLANIFICATION DE L'OFFRE

ET DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

RAPPORT DU PLAN DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

POUR UN ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE

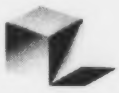
LE PRÉSENT RAPPORT DU «PLAN DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE» S'INSCRIT DANS LE CADRE D'UNE SÉRIE DE DOCUMENTS PUBLIÉE SOUS LE TITRE «POUR UN ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE : ONTARIO HYDRO AU SERVICE DE SA CLIENTÈLE PAR LA PLANIFICATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ». CE RAPPORT RENFERME UN EXPOSÉ EXHAUSTIF DES ANTÉCÉDENTS ET DES ÉLÉMENTS DU PLAN PROPOSÉ PAR ONTARIO HYDRO AFIN DE RÉPONDRE AUX BESOINS DE DEMAIN, AINSI QUE DES SOLUTIONS QUI ONT ÉTÉ ENVISAGÉES. • UN DOCUMENT D'ACCOMPAGNEMENT INTITULÉ «ANALYSE DU PLAN» FOURNIT DE PLUS AMPLES DÉTAILS TECHNIQUES AINSI QUE DES ANALYSES JUSTIFICATIVES EN CE QUI CONCERNE LES PLANS PROPOSÉS ET DE RECHANGE. SOUS LE TITRE «RÉSUMÉ DU PLAN», UN AUTRE DOCUMENT PRÉSENTE, SOUS UNE FORME PLUS SUCCINCTE ET LÉGÈREMENT DIFFÉRENTE, LES TRAITS DOMINANTS DU PLAN, SES SOLUTIONS DE RECHANGE ET LES FACTEURS DONT IL A ÉTÉ TENU COMPTE DANS LEUR ÉLABORATION. ENFIN, UN QUATRIÈME DOCUMENT INTITULÉ «ANALYSE ENVIRONNEMENTALE» PORTE SUR L'INCIDENCE ÉCOLOGIQUE DU PLAN DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE PROPOSÉ PAR ONTARIO HYDRO ET DE SES SOLUTIONS DE RECHANGE. • CES DOCUMENTS SERONT DÉPOSÉS AUPRÈS DU MINISTRE DE L'ENVIRONNEMENT DANS LE CADRE D'UNE AUDIENCE PUBLIQUE DEVANT LA COMMISSION DES ÉVALUATIONS ENVIRONNEMENTALES. AVANT CETTE AUDIENCE, CES DOCUMENTS SERONT SOUMIS À UN EXAMEN DU GOUVERNEMENT ET LEUR CONTENU FERA L'OBJET D'UN PROGRAMME D'ÉCHANGE D'INFORMATION AVEC LE PUBLIC QUI SERA RÉALISÉ PAR ONTARIO HYDRO.

Les trois éléments des activités de planification

Dans le présent rapport, les éléments du Plan de l'offre et de la demande élaboré par Ontario Hydro sont exposés dans chaque chapitre. La façon dont ces éléments se correspondent et se déroulent logiquement est représentée par deux figures, reproduites au chapitre 2 (Figures 2-1 et 2-2). Pour comprendre les principes essentiels qui sous-tendent la planification d'Ontario Hydro de façon plus élémentaire, le lecteur est invité à envisager le processus de planification sous la forme de trois types d'activité : l'évaluation des besoins, la définition des ressources et l'élaboration des plans. Au début de chaque chapitre, un symbole graphique représente, à titre d'aide-mémoire visuel, l'activité pertinente à ce chapitre.

LES TROIS SYMBOLES GÉOMÉTRIQUES REPRÉSENTANT LES ACTIVITÉS DE PLANIFICATION

L'ÉVALUATION DES BESOINS : CETTE ACTIVITÉ EST REPRÉSENTÉE PAR UNE SPHÈRE. AU COURS DES 25 PROCHAINES ANNÉES, L'ÉLECTRICITÉ DEVRA ASSURER UN LARGE ÉVENTAIL DE SERVICES DANS TOUTES LES SPHÈRES D'ACTIVITÉ, QUE CE SOIT DANS LES FOYERS, AU TRAVAIL, AINSI QUE DANS LES ACTIVITÉS DE LOISIRS ET LES SERVICES OFFERTS À LA COLLECTIVITÉ. DANS SA PLANIFICATION, ONTARIO HYDRO DOIT ÉVALUER CES BESOINS PAR RAPPORT AUX RESSOURCES QUI EXISTENT POUR LES SATISFAIRE.



LA DÉFINITION DES RESSOURCES : CETTE ACTIVITÉ EST REPRÉSENTÉE PAR UN CUBE. LE TERME RESSOURCES S'ENTEND NON SEULEMENT DES RICHESSES NATURELLES, MAIS AUSSI DES INSTALLATIONS EN PLACE ET DES SOLUTIONS QUI SERONT RETENUES AFIN DE RÉPONDRE AUX BESOINS. DÉFINIR LES RESSOURCES, C'EST REPÉRER ET ÉVALUER LES SOLUTIONS QUI PERMETTRONT DE RÉDUIRE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ OU D'ACCROÎTRE L'OFFRE POUR ASSURER UN ÉQUILIBRE AVEC LES BESOINS DES CONSOMMATEURS. POUR CE FAIRE, IL FAUT METTRE AU POINT DES TECHNIQUES DE COMPARAISON ET D'ÉVALUATION DES RESSOURCES.

L'ÉLABORATION DES PLANS : UNE PYRAMIDE REPRÉSENTE CETTE ACTIVITÉ, QUI CONSISTE À ASSURER L'ÉQUILIBRE ENTRE LES BESOINS ET LES RESSOURCES. LA DEMANDE S'ACCROÎT ET LES RESSOURCES DIMINUENT. LES PLANS DOIVENT DONC PRÉVOIR LES NOUVELLES RESSOURCES ESSENTIELLES AU MAINTIEN DE L'ÉQUILIBRE.

L'ÉVALUATION DES BESOINS

L'Ontario ne cesse de se développer : elle a donc de plus en plus besoin de services et de programmes grâce auxquels elle pourra tirer le meilleur parti de son électricité au cours des 25 prochaines années. Pour répondre aux attentes des consommateurs, il est également impératif de fournir l'électricité à coût modéré, dans le plus grand respect de l'environnement.

On ne connaît pas avec certitude le rythme d'accroissement des besoins de l'Ontario en électricité. Or, les services auxquels cette électricité est destinée, par exemple le chauffage, la réfrigération, l'éclairage, les moteurs et les appareils électroménagers, sont essentiels dans notre société moderne. Si l'on évalue la capacité d'Ontario Hydro à répondre, à partir de son réseau d'électricité, aux besoins éventuels, on constate qu'il est essentiel de mettre au point des plans qui permettront de réduire l'accroissement de la demande et de garantir un approvisionnement supplémentaire afin d'assurer la qualité des services d'électricité auxquels Ontariens et Ontariennes sont en droit de s'attendre.

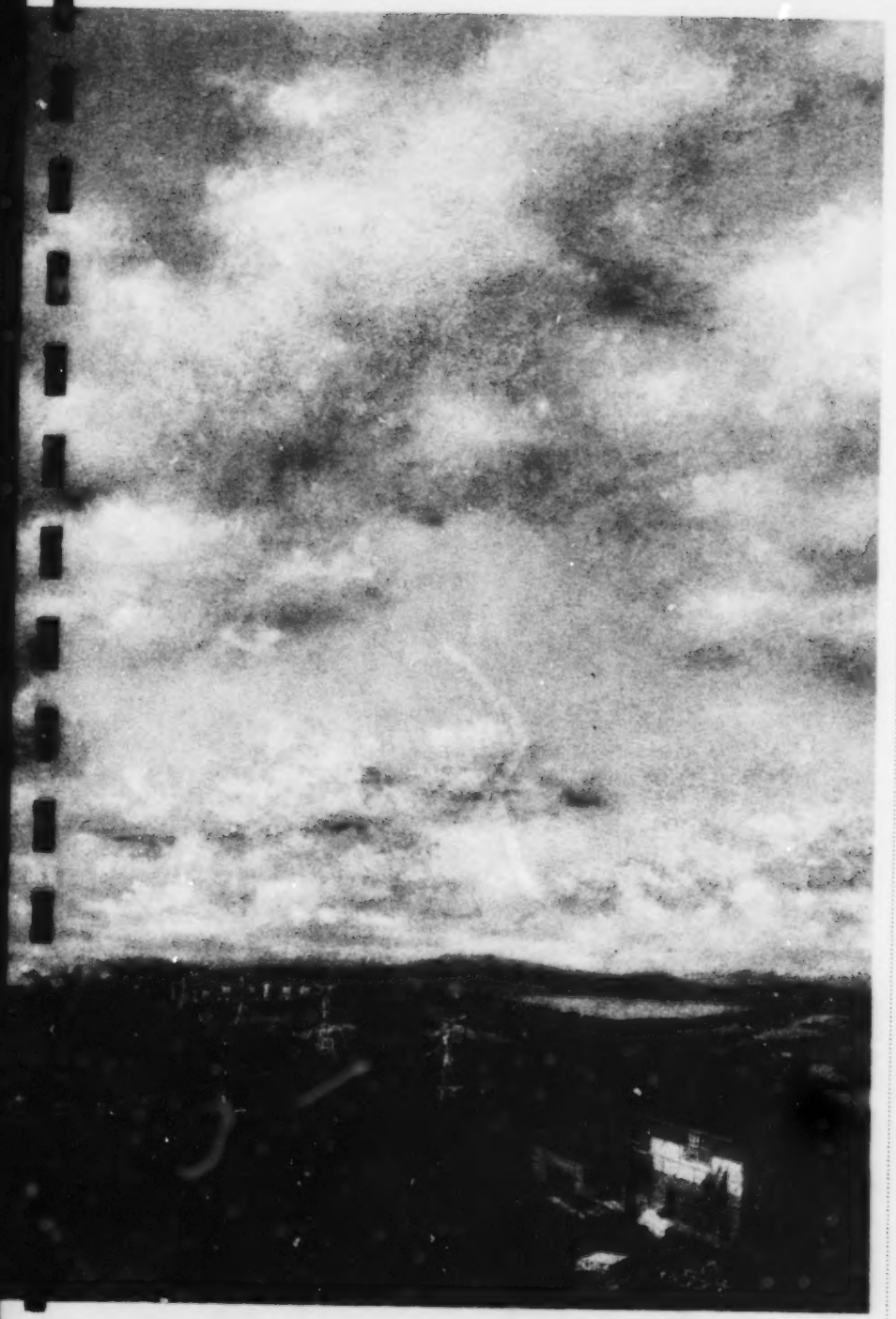
LA DÉFINITION DES RESSOURCES

Parce qu'elles vieillissent, les centrales électriques doivent tôt ou tard être remplacées. Dans 25 ans, plus du quart des installations en place à l'heure actuelle ne seront plus en service.

Les chutes d'eau, aussi bien en Ontario que dans d'autres provinces, le charbon, l'uranium, le mazout et le gaz naturel constituent autant de sources complémentaires d'électricité. Mais le ralentissement de la progression des besoins, grâce à une consommation de l'électricité plus efficace et en dehors des périodes de pointe, ou l'achat d'électricité auprès de tiers au sein de la province représentent d'autres moyens qui permettent de répondre aux besoins de demain.

Dans le souci de satisfaire les attentes à l'endroit d'un service d'électricité fiable, à coût modéré et sans risque pour l'environnement, Ontario Hydro doit définir, analyser et évaluer les ressources actuelles et les solutions auxquelles elle fera appel éventuellement.

L'ÉLABORATION DES PLANS



Pour répondre à l'avenir au large éventail des besoins en électricité, les ressources actuelles sont insuffisantes. Afin d'assurer l'équilibre entre ces besoins et ressources, le plan intégré mis au point par Ontario Hydro propose des moyens pour réduire la demande, par exemple les améliorations permettant d'économiser l'énergie et de déplacer la consommation en dehors des périodes de pointe, de même que des solutions visant à accroître l'offre, notamment la production d'électricité à partir du gaz naturel et des énergies hydraulique et nucléaire, et les achats effectués auprès d'autres provinces et de producteurs privés.

Pour élaborer des plans, il faut regrouper différents moyens, en analyser et en évaluer les résultats, choisir le Plan proposé et les plans de rechange regroupant des solutions permettant de réduire la demande et d'assurer l'offre, en plus de définir les mesures à prendre à court terme pour réaliser les plans à long terme.

RÉSUMÉ ADMINISTRATIF
PLAN DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

1

Les Ontariens et Ontariennes sont tributaires de l'électricité pour les services essentiels à leurs activités professionnelles, à leur mode de vie et à leur mieux-être.

2

Ontario Hydro a pour responsabilité essentielle de répondre à ces besoins en électricité. Voilà pourquoi elle a élaboré un plan qui s'étend aux 25 prochaines années.

3

Le plan d'Ontario Hydro tient compte des valeurs chères au grand public et aux consommateurs d'électricité, notamment la sécurité, la protection de l'environnement, la fiabilité et les tarifs raisonnables. Le processus de planification permet au public d'exposer son point de vue et d'examiner les plans d'Ontario Hydro.

4

Il est essentiel d'adopter dès maintenant de nouvelles mesures pour répondre à la demande grandissante et à la nécessité de remplacer les centrales désuètes. Il est de plus en plus impératif de prendre des décisions et de mettre en oeuvre les plans indispensables pour répondre à ces besoins.

5

L'accroissement annuel de la demande d'électricité a varié en moyenne entre 7 % et 3 % au cours de chacune des trois dernières décennies; cependant, en chiffres absolus, la hausse a été en moyenne d'environ 600 mégawatts par an pour la consommation de pointe et 3,5 TWh par an pour la consommation énergétique au cours de ces trois décennies.

6

Il est impossible de prévoir avec exactitude la demande d'électricité pour de longues durées, puisque cette demande dépend de la croissance économique, de l'évolution des besoins de la société, des progrès de la technologie et des mesures d'efficacité électrique. Même si les prévisions de la charge reposent sur des renseignements rétrospectifs, elles ne constituent pas une simple extrapolation des résultats antérieurs.

7

Pour pallier l'incertitude, on fait appel à un intervalle comportant des courbes prévisionnelles supérieure, médiane et inférieure. Dans l'hypothèse où aucun programme n'est lancé pour ralentir la demande, la puissance appelée aux heures de pointe augmentera, selon la courbe médiane, de 2,2 % par an en moyenne au cours de la durée qui s'étend de 1989 à 2014. Cette demande devrait progresser à un rythme annuel de l'ordre de 2,7 % jusqu'en l'an 2000, pour ensuite retomber à des niveaux inférieurs. En décembre 1988, la demande primaire de puissance appelée aux heures de pointe s'est élevée à 23 gigawatts alors que la charge garantie n'était que de 22,2 gigawatts.

8

À la suite de ces études, Ontario Hydro est d'avis que la probabilité selon laquelle la demande réelle sera supérieure à la courbe prévisionnelle supérieure ne représente que 10 %; de même, la probabilité selon laquelle la demande sera inférieure à la courbe prévisionnelle inférieure n'est que de 10 %. Parce qu'il est difficile de prévoir la demande avec exactitude pour une durée aussi longue, le plan permettra de répondre à l'ensemble de la demande qui se situe dans l'intervalle compris entre les courbes supérieure et inférieure.

9

D'ici a janvier 1993, à l'époque où la centrale de Darlington sera achevée, le réseau d'Ontario Hydro sera doté d'une capacité totale installée de 32,5 gigawatts, ainsi que d'une puissance garantie de 26,3 gigawatts. En janvier 2014, une tranche de 8,7 gigawatts de cette capacité devrait avoir atteint la fin de sa durée utile. Les mises au rancart, qui visent 21 grands groupes de production d'électricité dans cinq centrales, diminueront la puissance garantie de 7 gigawatts.

10

Le besoin représenté par les nouvelles solutions de ralentissement de la demande et d'accroissement de l'offre nécessitées par la mise au rancart d'installations et la hausse de la demande représente entre 15 et 26,2 gigawatts, soit les courbes prévisionnelles inférieure et supérieure respectivement. Selon la courbe médiane, il faudra 21,3 gigawatts d'ici à janvier 2014 et 1,4 gigawatt d'ici à janvier 1994.

11

Dans la planification à long terme mise au point par Ontario Hydro pour répondre à ces besoins, l'intégration de la perspective de la demande dans la relation entre l'offre et la demande d'électricité représente un progrès important. On entend par «gestion de la demande» les mesures prises par Ontario Hydro et les services publics municipaux afin d'influencer la quantité d'électricité utilisée et le moment de son utilisation. Les solutions de rechange pour le ralentissement de la demande et l'accroissement de l'offre sont des éléments essentiels du plan intégré de l'offre et de la demande.

12

Au cours des cinq années comprises entre 1984 et 1989, Ontario Hydro a effectué une Étude sur les options de l'offre et de la demande. Cette étude a porté sur l'ensemble des solutions susceptibles de répondre aux besoins en électricité de l'Ontario. Après avoir donné lieu à une vaste participation du grand public, et notamment à des études par le Comité spécial de l'énergie de l'Assemblée législative de l'Ontario, cette étude a débouché, en mars 1989, sur la mise au point d'une Stratégie de planification de l'offre et de la demande.

13

La Stratégie de planification de l'offre et de la demande d'énergie énonce un ensemble de principes, de directives et de priorités à appliquer dans l'élaboration des plans de l'offre et de la demande d'Ontario Hydro. Le présent plan repose sur cette stratégie.

14

Ontario Hydro attribue une priorité absolue à un plan dynamique de la gestion de la demande, conçu pour réduire la demande en encourageant l'utilisation efficace de l'électricité et en déplaçant la consommation hors des périodes de pointe. Selon les estimations, il serait possible de réduire la demande de 3 gigawatts d'ici à janvier 1999 et de 5,4 gigawatts d'ici à janvier 2014, soit environ 25 % des besoins supplémentaires estimés pour la courbe prévisionnelle médiane.

15

Pour réaliser ce plan ambitieux et assurer le succès de l'exécution des programmes de gestion de la demande, il doit y avoir une collaboration permanente entre les services municipaux, les consommateurs, les gouvernements et le secteur de l'électricité.

16

Une priorité absolue est consacrée à l'entretien, la modernisation et la remise en état des installations actuelles de production et de transport de l'électricité, afin d'en améliorer le rendement, l'économie et la fiabilité dans le respect de normes rigoureuses de protection de l'environnement.

17

Ontario Hydro a examiné attentivement la possibilité de s'approvisionner, dans un souci d'économie, auprès de producteurs du secteur

privé. Elle vise ainsi à se procurer, à un coût égal ou inférieur à celui qu'elle devrait supporter pour produire la même quantité d'électricité, le maximum d'électricité produite par le secteur privé. Selon le plan, la société pourra accroître de 1,6 gigawatt, d'ici à la fin de l'an 2000, et de 2,6 gigawatts, d'ici à la clôture de l'année 2014, la capacité sur laquelle elle peut compter auprès de ce secteur.

18

Ontario Hydro accorde une priorité absolue à la mise en valeur et à la rentabilisation de ses ressources hydrauliques, puisqu'elle prévoit aménager neuf nouveaux sites, en réaménager trois et accroître la capacité de six autres. Elle devrait ainsi accroître sa capacité de production hydraulique de 1,1 gigawatt d'ici à janvier 1999 et de 2,8 gigawatts d'ici à janvier 2014. À cette dernière date, l'apport à l'accroissement de la puissance garantie représentera 2,2 gigawatts.

19

Selon le plan, la gestion de la demande, la production privée d'électricité et l'aménagement des ressources hydrauliques totalisent 9,3 gigawatts, ce qui représente environ 12 gigawatts de moins que la demande prévue pour janvier 2014, selon la courbe prévisionnelle médiane, et 15,7 gigawatts de moins selon la courbe supérieure.

20

Pour combler la différence, Ontario Hydro a analysé 14 grandes solutions d'approvisionnement. Il s'agit essentiellement de l'achat d'électricité auprès des services publics voisins, de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles et de la production nucléaire dans des centrales CANDU.

21

En 1987, Ontario Hydro s'est engagée à acheter, à compter de 1988 auprès du Manitoba, 0,2 gigawatt d'électricité, pour une durée de cinq ans; elle a récemment négocié l'achat de 1 gigawatt pour une durée de 20 ans à partir de l'an 2000. Le coût unitaire moyen de l'énergie de ces achats est évalué à 3,7 cents par kWh (en $ de 1989), ce qui se compare avantageusement au coût que doit supporter Ontario Hydro pour produire elle-même l'électricité.

22

Ontario Hydro négocie depuis un certain temps l'achat d'une quantité d'électricité pouvant atteindre 4 gigawatts auprès d'Hydro-Québec; jusqu'à maintenant, cette dernière a cependant soumis des tarifs qui dépassent largement le coût de production de l'électricité par Ontario Hydro elle-même. Les négociations se poursuivent; toutefois, à moins que la tarification proposée ne soit considérablement modifiée, cet achat ne sera pas rentable.

23

Récemment, les premiers ministres de Terre-Neuve, du Québec et de l'Ontario ont discuté de l'aménagement d'un barrage hydroélectrique de 3,6 gigawatts sur la Churchill, dans le Labrador; un comité représentant les sociétés provinciales de services publics a été constitué afin d'examiner la possibilité de répartir entre les trois provinces la production et le transport de cette énergie. Les pourparlers sont à peine entrepris; ce projet ne permettrait sans doute pas de produire de l'énergie nouvelle avant l'an 2000, dans le meilleur des cas. Si cette solution s'avère intéressante, tous les plans proposés pourraient être rajustés pour tenir compte de cette nouvelle source d'approvisionnement.

24

À partir des 14 nouvelles sources d'approvisionnement, et en tenant compte des solutions prioritaires, Ontario Hydro a retenu trois plans de l'offre et de la demande qui répondent à ses critères de planification, notamment le coût, la sécurité, la fiabilité, la diversité et la protection de l'environnement. Chaque plan est assez souple pour s'adapter aux variations de la demande. Tous permettent de regrouper des solutions comme des projets

énergétiques importants dont les délais de mise en production sont prolongés et des solutions réalisables à court terme et permettant de faire face à des imprévus, par exemple les retards apportés aux approbations obligatoires, l'évolution de la demande et la variation des prix des combustibles.

25

L'analyse environnementale des solutions et des plans retenus donne lieu à un débat sur les émissions acides, les gaz à effet de serre, la radioactivité et d'autres facteurs pertinents.

26

Le plan retenu, ou «Plan proposé», se caractérise par des solutions prioritaires et le recours aux centrales nucléaires CANDU pour répondre aux besoins supplémentaires de la consommation de base, à des groupes à turbines à combustion alimentées au gaz pour faire face aux besoins de la charge de pointe, et aux centrales à combustible fossile existantes, sous réserve des contrôles environnementaux pertinents, afin de satisfaire les besoins de charge intermédiaire. Dans le cadre de ce plan, il faudrait aménager, afin de respecter la courbe prévisionnelle médiane jusqu'en 2014, dix réacteurs CANDU dans trois centrales, et 32 groupes à turbines à combustion dans quatre centrales. Tous les groupes à turbines à combustion seraient convertibles, pour assurer la souplesse des solutions en matière de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, au cycle combiné ou au cycle combiné de gazéification intégrée au charbon.

27

Ontario Hydro a étudié un large éventail de plans, dont un plan où la production d'énergie nucléaire était absente et un autre sans production nouvelle à partir de combustibles fossiles. Elle en a conclu que ces plans, moins variés, ne représentaient pas des solutions raisonnables.

28

Les plans de rechange possibles et admissibles, 22 (à prépondérance nucléaire) et 24 (à prépondérance fossile), prévoient également un apport maximal des solutions prioritaires. Ces plans se distinguent du Plan proposé en ce qui a trait à l'apport des énergies nucléaire et thermique.

29

La Figure RA-1 représente l'apport des solutions de rechange pour le ralentissement de la demande et l'accroissement de l'offre afin de satisfaire les besoins en électricité des consommateurs à des intervalles de cinq ans jusqu'en janvier 2014. Cette figure porte sur le Plan proposé et la courbe prévisionnelle médiane.

Il convient de noter qu'en janvier 2014 :
a) il faudra 21,3 gigawatts pour atteindre l'équilibre nécessaire entre l'offre et la demande;
b) le ralentissement prévu de la demande s'établit à 5,9 gigawatts;
c) l'accroissement prévu de l'offre s'inscrit à 15,7 gigawatts, dont 7 gigawatts pour le remplacement des installations de production hors service.

30

La Figure RA-2 porte sur la capacité et l'apport énergétique des différentes formes d'approvisionnement utilisées dans le Plan proposé pour répondre à la demande, après avoir tenu compte des solutions de ralentissement de la demande. Cette figure établit une comparaison entre l'offre existante (1993) et l'offre projetée en 2014, selon la courbe prévisionnelle médiane.

31

Ces figures permettent de constater que le Plan proposé fait appel à un éventail de solutions variées de ralentissement de la demande et d'accroissement de l'offre pour répondre aux besoins de la province.

Figure RA 1 **Plan 15 propose de l'offre et de la demande – Éléments**
Courbe prévisionnelle médiane (en GW)

		Janv. 1989	Janv. 1994	Janv. 1999	Janv. 2004	Janv. 2009	Janv 2014
	Prévision de la charge de base (PCB)	23,2	26,9	30,2	34,5	37,0	39,8
Solutions de ralentissement de la demande	**Améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ)**	**0,0**	**0,2**	**1,4**	**2,3**	**2,8**	**3,3**
	Déplacement de la charge (DC)	**0,0**	**0,6**	**0,9**	**1,1**	**1,2**	**1,3**
	Substitution de la charge par la production privée (SCPP)	**0,0**	**0,3**	**0,4**	**0,4**	**0,4**	**0,5**
	Charge interruptible à capacité (CIC)	**0,7**	**0,6**	**0,7**	**0,7**	**0,8**	**0,9**
Équilibre	Prévision de la charge garantie (PCG)	22,4	25,2	26,8	30,0	31,8	33,9
	Réseau projeté – Puissance garantie (RP-PG)	23,2	25,8	27,1	30,0	31,8	34,2
***Solutions d'accroissement de l'offre**	**Électricité d'origine fossile (ÉF)**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**1,1**	**2,4**	**4,3**
	Énergie nucléaire (ENU)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,7**	**2,8**	**7,1**
	Achats auprès de services publics (ASP)	**0,0**	**0,0**	**0,2**	**0,8**	**0,8**	**0,8**
	Énergie hydraulique (ÉHY)	**0,0**	**0,02**	**0,9**	**1,5**	**1,8**	**2,2**
	Achats auprès du secteur privé (ASP)	**0,0**	**0,3**	**0,6**	**0,9**	**1,1**	**1,2**
	Réseau en place – Puissance garantie (REP-PG)	23,2	25,5	25,5	25,0	22,8	18,5
	Mises hors service*	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,6**	**2,3**	**7,0**
Besoins à satisfaire	Besoins supplémentaires à satisfaire (BSS)	0,0	1,4	4,7	9,5	14,1	21,3
	Réductions de la demande dans le cadre du Plan	0,7	1,7	3,4	4,5	5,2	5,9
	Accroissements de l'offre dans le cadre du Plan*	0,0	0,3	1,7	4,9	9,0	15,7
	Total global du Plan	0,7	2,0	5,0	9,4	14,1	21,6

**Toutes les solutions d'accroissement de l'offre sont exprimées en puissance garantie.*

Figure 3A : Apport à l'offre : Puissance et énergie
Plan proposé n° 15 – Courbe prévisionnelle médiane

	Puissance				Énergie			
	Janv. 1993		Janv. 2014		1993		2014	
Type	GW	%	GW	%	TWh	%	TWh	%
Énergie hydraulique	**6,5**	**19,8**	**9,4**	**22,1**	**35,7**	**23,5**	**40,8**	**19,1**
Achats auprès du secteur privé	0,3	0,9	1,5	3,5	2,9	1,9	10,3	4,8
Achats auprès du Manitoba	**0,0**	**0,0**	**1,0**	**2,3**	**0,0**	**0,0**	**7,0**	**3,3**
Énergie nucléaire	14,2	43,3	20,1	47,2	93,2	61,4	143,0	66,9
Combustibles fossiles	**11,8**	**36,0**	**10,6**	**24,9**	**20,0**	**13,2**	**12,5**	**5,9**
Totaux	32,8	100,0	42,6	100,0	151,8	100,0	213,6	100,0

32

Étant donné la très grande incertitude qui règne au sujet des prévisions de consommation, le Plan proposé et les plans de rechange prévoient un large éventail de possibilités en ce qui concerne la demande en l'an 2014; cette demande varie entre la courbe prévisionnelle inférieure et la courbe supérieure, à savoir :

courbe supérieure : 44,7 GW }
courbe médiane :
39,8 GW } marge d'erreur = 11,2 GW
courbe inférieure : 33,5 GW }

33

Pour permettre de respecter la courbe prévisionnelle supérieure de la charge, Ontario Hydro devra compter sur des approbations diligentes. Elle prendra des engagements concrets pour l'aménagement des installations en tenant compte des antécédents réels d'accroissement de la charge. Ontario Hydro devra compter sur les approbations qui lui permettront de respecter la courbe prévisionnelle supérieure pour pouvoir disposer de la souplesse nécessaire afin d'apporter les correctifs qui s'imposent dans les cas où l'accroissement de la consommation est supérieur à la courbe prévisionnelle médiane.

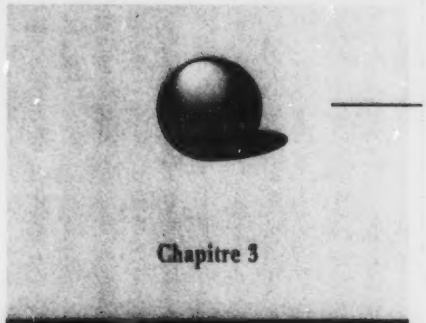
34

Les approbations demandées portent sur certaines installations de production et de transport d'électricité visées dans les plans possibles et concernent notamment :

a) la nécessité et le bien-fondé du transport de l'électricité en Ontario pour intégrer les achats effectués auprès du Manitoba; et

b) la nécessité et le bien-fondé d'installations de production et d'installations de transport radial connexes permettant de répondre aux exigences de la courbe prévisionnelle supérieure.

Si elles sont délivrées, ces approbations permettront d'éviter un double emploi des efforts une fois déposées les demandes nécessaires en ce qui a trait à l'approbation des projets particuliers de production et de transport de l'électricité.



Chapitre 1

Introduction

Le Plan de l'offre et de la demande vise à définir les mesures à adopter afin de répondre aux besoins en électricité des Ontariens et Ontariennes au cours des 25 prochaines années.

Tout en tenant compte des valeurs chères aux consommateurs, la planification d'Ontario Hydro privilégie la conservation des installations en place et, dans les cas où ces mesures sont rentables, la gestion de la demande, la production privée d'électricité et l'aménagement des ressources hydrauliques.

Objet du Plan
1
Analyse environnementale
3
Participation du public
4
Planification intégrée
4
Stratégie de planification
7
Approbation
7
Portée
8
Le Plan de l'offre et de la demande
9

Chapitre 2

Aperçu de la planification

Le processus de la planification donne ultimement lieu à la création d'un Plan de l'offre et de la demande qui intègre des solutions de ralentissement de la demande et d'accroissement de l'offre pour répondre à la demande grandissante d'électricité.

Caractères permanents de la planification
1
Principales caractéristiques du Plan
6
Structure du Rapport
6

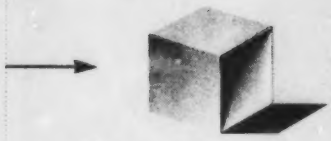
Chapitre 3

Prévision de la charge de base

Le chapitre 3 porte sur ce que représenteraient les exigences de consommation d'électricité sans les mesures d'incitation financière d'Ontario Hydro pour influencer la quantité d'électricité utilisée et le moment de son utilisation.

Il existe une plage d'incertitude sur le rythme d'accroissement de la demande. Selon les prévisions d'Ontario Hydro, cette croissance atteindra de 1,7 % à 2,7 % par an.

Définition de la prévision de la charge de base
1
Rétrospective de la consommation d'électricité
3
Facteurs de prévision
8
Prévision à long terme de la charge
23
Méthodologie de prévision
18
Prévisions de consommation
26



Chapitre 4

Le réseau en place

Le réseau en place doit pouvoir fournir un service d'électricité fiable et bon marché dans le respect de l'environnement. À l'heure actuelle, Ontario Hydro s'en remet à des ressources hydrauliques (25 %), aux combustibles fossiles (25 %) et à l'énergie nucléaire (50 %) pour produire son électricité.

Dans 25 ans, plus du quart des installations actuelles de production d'électricité ne sera plus en service; le réseau en place sera donc moins en mesure de répondre à la demande.

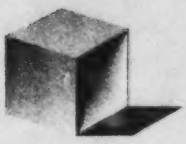
Puissance
3
Énergie
5
Utilisation
6
Environnement
10
Longévité des installations
12
Réserve de garantie
17
Puissance garantie
21

Chapitre 5

Besoins de solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande

Pour définir les exigences en matière de solutions pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande, on établit une comparaison entre, d'une part, la puissance de pointe et la demande d'énergie prévue et, d'autre part, la puissance du réseau électrique en place. Selon la courbe prévisionnelle médiane, il faudra mettre en oeuvre, d'ici à 1993 et à 2014, des solutions pour le ralentissement de la demande et l'accroissement de l'offre représentant plus de 21 000 MW.

Besoins de puissance de pointe
1
Maintien de la fiabilité
3
Besoins énergétiques
5
Diligence des décisions
7



Chapitre 6

Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Ce chapitre expose les principes de calcul des coûts grâce auxquels Ontario Hydro peut comparer les solutions de rechange avec différentes caractéristiques, ainsi que les plans dont les éléments sont mis en oeuvre à des époques, dans des conditions d'exploitation et pour des durées différentes.

La méthode des coûts épargnés permet de savoir si les projets prioritaires comme la gestion de la demande et la production privée d'électricité sont rentables.

Principes généraux de calcul des coûts
3
Charge totale du client
4
Incertitude - Coûts prévus
11
Coûts sociaux et environnementaux
12
Coûts épargnés
15

Chapitre 7 Chapitre 8 Chapitre 9

Plan de gestion de la demande

Les améliorations en matière d'efficacité énergétique, qui permettent de réduire la quantité d'électricité nécessaire pour assurer un service donné, et le déplacement de la charge, qui permet de ralentir la demande aux périodes de pointe en déplaçant la consommation vers les périodes creuses, représentent deux éléments de la gestion de la demande.

Les charges interruptibles à capacité, principe selon lequel les clients s'engagent à comprimer leur consommation au cours des périodes de pointe, s'inscrivent également dans le cadre de la gestion de la demande.

Les programmes de gestion de la demande apporteront environ 5 000 MW qui permettront de répondre aux besoins de l'avenir.

Principes de gestion de la demande
2
Facteurs relatifs à l'environnement
6
Perspectives d'améliorations de l'efficacité
8
Perspectives de déplacement de la charge
16
Charge interruptible à capacité
19
Plan de gestion de la demande
21

Plan de production privée d'électricité

Ontario Hydro attribue une priorité absolue aux occasions permettant aux clients, aux producteurs indépendants et à d'autres sociétés de services publics de répondre aux besoins éventuels en produisant leur propre électricité.

L'apport de la production privée d'électricité peut prendre la forme d'une compression ou de l'élimination des besoins en électricité du client, ou encore de la vente d'énergie à Ontario Hydro. La production privée représentera une capacité nouvelle de 2 500 MW d'ici à 2014.

Principes en matière de production privée d'électricité
2
Facteurs influençant le potentiel de la production privée d'électricité
3
Production privée d'électricité réalisable
5
Considérations en matière d'environnement
8
Plan de production privée d'électricité
10

Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

La prévision de la charge primaire s'obtient en soustrayant l'incidence prévue du ralentissement de la demande qui résulte des améliorations en matière de l'efficacité électrique, du déplacement de la charge et de la production privée d'électricité, de la prévision de la charge de base.

La prévision de la charge garantie tient compte de la baisse du besoin de capacité d'Ontario Hydro qui résulte des charges interruptibles à capacité.

Définition de la prévision de la charge primaire
1
Prévision de la charge garantie
4

Chapitre 10

Plan de remise en état

La remise en état vise à tirer le meilleur parti de la rentabilité des installations en place. Ce plan vise à remplacer les principaux éléments désuets ou non rentables dans les installations existantes.

Il permet d'assurer la permanence de la sécurité, de la fiabilité et de la rentabilité, ainsi que l'acceptabilité environnementale des installations jusqu'à la fin de leur durée utile.

Principes
1
Remise en état des centrales hydroélectriques
3
Remise en état des centrales à combustible fossile
5
Remise en état des centrales nucléaires
8
Centrales mises en réserve
10
Réaménagement
13
Plans de remise en état
13

Chapitre 11

Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement

Pour répondre fidèlement aux besoins éventuels des consommateurs, Ontario Hydro doit se doter d'une capacité d'approvisionnement qui comprend une réserve de garantie, de façon à compenser les centrales mises hors service pour raison de panne planifiée et fortuite. La capacité totale du réseau est égale à la prévision de la charge garantie, majorée de la réserve de garantie.

La capacité que devront assurer les nouvelles sources d'approvisionnement représente 19 250 MW d'ici à 2014. Cette capacité proviendra des ressources hydrauliques, nucléaires et des combustibles fossiles, ainsi que des achats d'électricité auprès des producteurs privés ou des sociétés de services publics voisines.

Offre nécessaire - Capacité
1
Offre nécessaire - Énergie
1

Chapitre 12

Plan des ressources hydrauliques

Même si elles sont renouvelables, les ressources hydrauliques ne sont pas inépuisables. Les ressources hydrauliques non aménagées offrent, en théorie, des perspectives assez vastes; cependant, des considérations environnementales, économiques et techniques limitent la quantité d'eau qui permet effectivement de produire de l'électricité.

Le Plan des ressources hydrauliques prévoit l'aménagement de 18 sites qui représenteront une capacité de 2 935 MW et une production annuelle de 6 TWh.

Caractéristiques des aménagements hydrauliques
1
Potentiel hydraulique
5
Rentabilité de l'énergie hydraulique
7
Plan des ressources hydrauliques
8

Chapitre 13

Besoin de sources majeures d'approvisionnement

La nécessité de sources majeures d'approvisionnement est égale au total de l'offre nouvelle nécessaire, diminué de l'offre planifiée assurée par les achats d'électricité auprès du secteur privé et par la production hydroélectrique.

Selon la courbe prévisionnelle médiane, le besoin de sources majeures d'approvisionnement représente 15 000 MW de capacité d'ici à 2014.

Sources majeures d'approvisionnement nécessaires - Puissance
1
Sources majeures d'approvisionnement nécessaires - Énergie
1
Incertitude et mesures d'intervention
5

Chapitre 14

Sources majeures d'approvisionnement

Les solutions analysées et à intégrer aux plans prévoient des achats auprès du Québec et du Manitoba, des centrales nucléaires CANDU 3 et de 881 MW de type CANDU, des centrales thermiques traditionnelles au charbon et de gazéification du charbon, des groupes à turbines à combustion alimentées au gaz naturel et au mazout, ainsi que des CCGT.

Ce chapitre porte également sur le choix des emplacements et sur le transport de l'électricité relativement aux solutions envisagées.

Analyse des solutions
1
Critères d'évaluation
5
Définition des solutions potentiellement adaptées aux plans
7
Solutions d'achats
7
Solutions de production d'origine fossile et nucléaire
11
Justification du choix des solutions pour l'élaboration du plan
28
Considérations en matière d'emplacement
35
Considérations en matière de transport
40

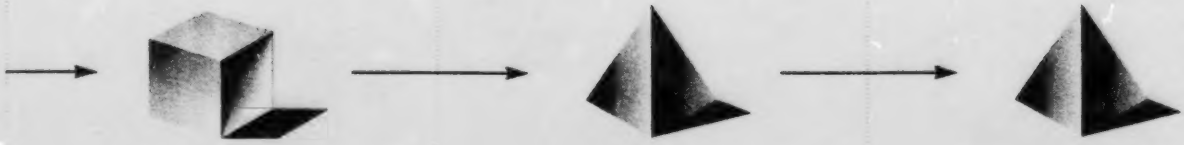
Chapitre 15

Principaux plans d'approvisionnement

La fiabilité, la sécurité, le respect de l'environnement, le coût, la qualité technique, la souplesse et les considérations sociales figurent au nombre des critères qui régissent le choix du Plan proposé.

Le Plan retenu fait appel aux technologies de l'énergie nucléaire et du gaz naturel pour répondre aux grands besoins en matière d'offre. Deux autres plans ont également été jugés satisfaisants : l'un fait appel à une plus forte part d'énergie nucléaire et l'autre au charbon, en remplacement de l'une des centrales nucléaires proposées.

Critères et considérations
1
Scénarios formulés
8
Capacité et apport énergétique
28
Emplacements et transport à titre d'exemple
33
Comparaison de scénarios
37
Choix des plans possibles
70
Choix du Plan proposé
71



Chapitre 16

Calcul des coûts épargnés

Les coûts épargnés par Ontario Hydro représentent les frais d'accroissement de l'offre évités dans les cas où une solution pour l'offre ou la demande remplace un élément équivalent de l'offre et de la demande.

Les coûts épargnés varient selon des facteurs comme le moment de la livraison, l'accroissement de la charge et les plans possibles. Les coûts épargnés des plans possibles de l'offre et de la demande servent à calculer les coûts épargnés pris en compte dans l'élaboration des plans de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de ressources hydrauliques.

Méthode simplifiée
2
Simulation intégrale et coûts supplémentaires du réseau
2
Coûts supplémentaires d'énergie
5
Coût supplémentaire de puissance
8
Vulnérabilité des coûts épargnés
12
Exemples
14
Rétroinformation sur les coûts épargnés
17

Chapitre 17

Plans de l'offre et de la demande

Les plans de l'offre et de la demande comprennent des plans de remise en état, de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de production d'énergie hydraulique en plus de nouvelles sources majeures d'approvisionnement.

Chacun de ces ensembles intégrés porte le nom de «Plan de l'offre et de la demande».

L'un de ces plans est le Plan proposé; deux autres sont désignés par les termes «plan de rechange» ou «plan possible».

Éléments communs
1
Éléments variables
5
Plans de l'offre et de la demande
6
Justification du Plan proposé
17

Chapitre 18

Plans d'action

Les plans d'action mettent l'accent sur les mesures qu'il faut adopter pour mettre en oeuvre les plans de l'offre et de la demande d'électricité. À chaque plan de l'offre et de la demande d'électricité correspondent des mesures dont certaines doivent faire l'objet d'une approbation.

Chapitre 19

Approbations

Chaque plan se compose d'un certain nombre d'éléments; les approbations demandées dans le présent document sont désignées de façon précise. Ces mentions sont reproduites dans le Plan proposé et dans chaque plan de rechange.

1 INTRODUCTION

Les Ontariens et Ontariennes sont tributaires de l'électricité pour les services essentiels à leurs activités professionnelles, à leur mode de vie et à leur mieux-être. Ontario Hydro a pour première responsabilité de répondre à ces besoins en électricité.

Cette responsabilité consiste notamment à prévoir les besoins des consommateurs pour un avenir assez lointain.

Ontario Hydro a, depuis des décennies, l'obligation d'assurer la fiabilité de l'alimentation en électricité. Or, la satisfaction de la demande ne consiste pas seulement à veiller à fournir de l'énergie au besoin. Les impératifs évoluent dans le temps. Les consommateurs évoluent eux aussi, tout comme leurs préoccupations et leurs priorités. Ils considèrent que de nombreux facteurs sont essentiels à la planification d'Ontario Hydro, notamment les tarifs qu'ils doivent acquitter, les techniques utilisées, les incidences environnementales, les mesures prises par Ontario Hydro pour favoriser les économies d'électricité, de même que la participation des consommateurs à la planification d'Ontario Hydro et à l'avenir énergétique de la province.

Les valeurs privilégiées par les consommateurs doivent être prises en compte dans la planification à long terme des services publics d'électricité, tout comme les autres variantes de la société moderne, par exemple l'accroissement de la population, le développement de l'économie, la mise au point de technologies nouvelles et l'évolution des prix des combustibles et des autres produits.

L'accroissement et l'évolution des besoins des consommateurs représentent un axe de planification. La capacité d'Ontario Hydro à respecter ces besoins dans le cadre du réseau actuel est appelée à diminuer, au fur et à mesure du vieillissement et du remplacement des centrales électriques; il s'agit d'un autre axe de planification.

À l'heure actuelle, compte tenu de l'accroissement de la consommation d'électricité et de la mise au rancart prochaine de vieilles centrales, il est de plus en plus impératif de prendre des décisions et de mettre en oeuvre les plans nécessaires pour satisfaire les besoins en électricité de demain.

Ces besoins sont considérables. D'ici à 2014, il faudra mettre en oeuvre des solutions nouvelles afin de ralentir la croissance de la demande et d'accroître l'offre dans des proportions qui sont à peu près égales, dans l'ensemble, à la demande actuelle exprimée à l'endroit de la totalité du réseau. La nécessité de mettre en oeuvre ces solutions s'explique par trois motifs essentiels :

- Assurer la continuité et la fiabilité de l'offre, en veillant à ce que la capacité de production soit suffisante (après avoir tenu compte des solutions de ralentissement de la demande);
- Continuer d'offrir aux consommateurs des tarifs d'électricité raisonnables en veillant à mettre au point des solutions à faible prix de revient pour l'offre et la demande d'énergie; et
- Respecter les objectifs en matière d'environnement en appliquant les règlements et les normes et en jouant un rôle prépondérant dans la protection de l'environnement.

Si l'on n'adopte pas avec diligence des décisions sur les solutions nouvelles en matière d'offre et de demande, il ne sera pas possible de réaliser tous ces objectifs.

La collectivité agricole de l'Ontario est tributaire de la fiabilité de l'offre d'électricité.

Comité spécial de l'énergie

En 1989, le Comité spécial de l'énergie de l'Assemblée législative de l'Ontario faisait observer que «L'offre d'électricité est essentielle à la bonne marche de la société moderne. Nombre des procédés technologiques et biens d'équipement de pointe dont nous dépendons sont tributaires d'une alimentation électrique fiable et rentable. Le Comité a également constaté que la continuité de l'alimentation électrique est une question complexe, qui fait intervenir un large éventail de solutions et des incidences environnementales, sociales, économiques et publiques très variées».

La clientèle d'Ontario Hydro

La clientèle d'Ontario Hydro regroupe 860 000 clients au détail en zone rurale, 105 clients industriels directs et les 316 services municipaux d'électricité. Parce que ces services municipaux revendent eux-mêmes de l'électricité à 2,5 millions de foyers et entreprises aux quatre coins de la province, la plupart des consommateurs ultimes d'électricité ne sont pas, rigoureusement, des clients d'Ontario Hydro. Cependant, dans tous les cas où ils sont employés dans le présent rapport, les termes «clients» ou «consommateurs» désignent tous les consommateurs d'électricité de la province.

Outre les questions traditionnelles de fiabilité et de coût, les clients font également partie du public et entretiennent avec Ontario Hydro une relation qui repose sur des considérations plus vastes, par exemple l'environnement, la sécurité et d'autres incidences à caractère social.

La planification d'Ontario Hydro ne peut mettre l'accent seulement sur les difficultés et les circonstances immédiates. Elle doit répondre à des préoccupations à plus long terme pour deux raisons principales :

- Tout d'abord, à cause de la durée de vie prolongée des centrales et des engagements connexes importants pour la mise en valeur des ressources en combustible. Les décisions prises au cours des prochaines années produiront, en Ontario, des incidences importantes pendant la plus grande partie du siècle prochain.
- Deuxièmement, en raison des longs délais de mise en service des installations et des programmes nouveaux, soit au moins 10 ans, certaines des décisions prises au cours des prochaines années ne produiront pas de résultats avant 10 ou 15 ans.

À long terme, il faut répondre aux attentes dans le contexte de la forte incertitude qui règne au sujet de l'accroissement prévu de la demande. L'incertitude, qui fait nécessairement partie de toute prévision de l'accroissement de la demande d'électricité, est prise en compte dans la planification d'Ontario Hydro, dans l'intervalle† des courbes possibles d'accroissement de la charge, soit les courbes supérieure, médiane et inférieure.

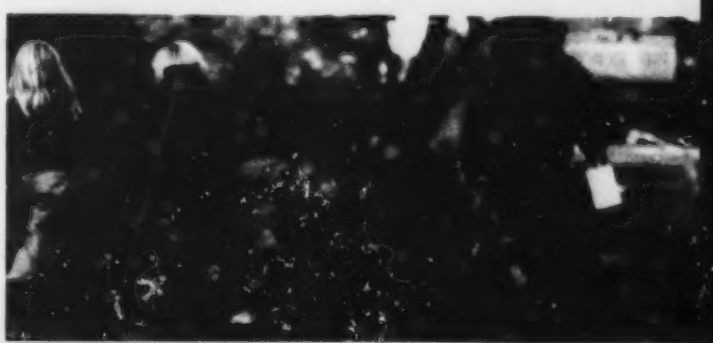
La planification doit également tenir compte de l'évolution des habitudes de consommation. Au cours des trois dernières décennies, l'accroissement annuel de la demande† d'électricité a varié entre 7 % et 3 %; cependant, la croissance en chiffres absolus s'est établie au niveau constant de 600 mégawatts par an.

Pourtant, les prévisions ne peuvent consister en une simple extrapolation des tendances antérieures. Il faut absolument tenir compte de l'incertitude. Des facteurs comme la population et l'économie, la mise au point de technologies nouvelles et l'évolution des prix des combustibles et des autres produits ont tous une incidence sur l'évolution des besoins. Ontario Hydro effectue sa planification en tenant compte d'un intervalle de courbes de croissance possibles, soit des courbes supérieure, médiane et inférieure.

Si l'accroissement de la charge suit de près la courbe médiane, il faudra mettre en oeuvre de nouvelles solutions dès le début des années 1990. Si la charge suit la courbe prévisionnelle supérieure†, il est alors particulièrement urgent de mettre en oeuvre de nouvelles solutions.

Analyse environnementale

Les lois de l'Ontario en matière d'analyse environnementale visent à favoriser une saine planification et des décisions éclairées. La Loi sur les évaluations environnementales énonce un large éventail d'exigences qui permettent de réaliser ces objectifs. Il s'agit, en termes généraux, de l'examen de solutions, ainsi que de la définition et de l'évaluation des incidences, des avantages et des inconvénients de la proposition soumise pour approbation et de ses solutions. Cette loi définit comme des «entreprises» les questions particulières qui nécessitent une demande d'approbation.



Pour le mieux-être des générations d'aujourd'hui et de demain.

† Les termes accompagnés de ce symbole sont définis dans le glossaire.

Dans le contexte du présent document, l'entreprise comporte des éléments particuliers du plan de l'offre et de la demande. Elle constitue un programme à l'égard des activités qui permettent de satisfaire les besoins futurs en électricité. Les approbations demandées sont précisées au chapitre 19. Le Programme ne représente qu'une partie des résultats de la planification intégrée de l'offre et de la demande qui a permis de définir les plans possibles. Nombre des éléments du Plan, notamment la gestion de la demande†, ne nécessitent pas d'approbation en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales.

Participation du public

Le processus de l'évaluation environnementale permet aux organismes et aux particuliers d'exprimer officiellement leurs points de vue au comité des audiences chargé de prendre des décisions en ce qui concerne le Programme. Mais outre ces audiences, Ontario Hydro offrira également au public de l'ensemble de la province l'occasion de rencontrer ses représentants, qui leur fourniront des explications sur le processus de planification et le Plan proposé de l'offre et de la demande.

Même s'il représente l'avis d'Ontario Hydro sur les meilleurs moyens à adopter pour répondre aux besoins futurs en électricité de la province, le Plan énoncé dans le présent document est assez souple pour s'adapter à différentes conclusions sur nombre des compromis qui font nécessairement partie de la planification de l'électricité en Ontario.

Voilà pourquoi les avis exprimés dans le cadre du programme d'échange d'information avec le public seront essentiels : ces avis font l'objet d'un examen attentif, et Ontario Hydro en tiendra compte dans ses exposés à l'occasion de l'audience. Cette audience apportera un concours au débat public et à la discussion des questions de planification; la position d'Ontario Hydro tiendra compte de ce débat.

Accent sur la planification intégrée

L'intégration de la perspective de la demande ou de la clientèle dans la relation entre l'offre et la demande d'électricité représente l'un des progrès importants dans le processus de planification d'Ontario Hydro.

Cependant, la prise en compte de cet aspect n'est pas nouvelle pour Ontario Hydro. Depuis de nombreuses années, cet organisme collabore avec sa clientèle pour améliorer un large éventail d'applications de l'électricité, par exemple l'amélioration de l'isolation des chauffe-eau. Si cet aspect revêt aujourd'hui une telle importance, c'est en raison du rôle qu'il joue dans la planification à long terme.

Auparavant, la planification des services publics portait essentiellement sur la satisfaction des besoins par l'accroissement de l'offre. Au début de ce siècle, la planification avait pour priorité de mettre au point des technologies nouvelles pour la production et le transport de l'électricité. Les petits réseaux étaient raccordés aux ensembles plus importants afin de réaliser des économies d'échelle, d'accroître la fiabilité et d'abaisser les frais comptés aux consommateurs. L'accent portait sur l'expansion et l'intégration du réseau provincial.

Au cours des trois dernières décennies, la croissance de la demande d'électricité a varié de 7 % à 3 % environ; cependant, en chiffres absolus, cette croissance s'est établie au niveau constant de 600 MW par an. Pour s'adapter à la progression des besoins des consommateurs et à l'évolution de la société, Ontario Hydro a installé une grande variété de centrales importantes pour mieux servir la clientèle et lui permettre de compter sur un service fiable. Les prévisions de croissance obligent de nouveau Ontario Hydro à s'adapter à l'évolution et à l'accroissement des besoins de la province. Toutefois, cette adaptation tiendra compte de priorités nouvelles.

L'influence de la consommation par la gestion de la demande représente désormais une priorité absolue dans la planification d'Ontario Hydro. La gestion de la demande fait dorénavant partie de la planification; Ontario Hydro peut donc évaluer sur un pied d'égalité les solutions en matière d'offre et de demande et définir les moyens les mieux adaptés pour ralentir la croissance de la

Planification intégrée – Nouveaux facteurs

L'établissement du Plan de l'offre et de la demande d'électricité tient compte d'un large éventail de facteurs, notamment :

- **La consultation du public au sujet des principes de la planification et des solutions**
- **La gestion de la demande**
- **La production privée d'électricité**
- **La mise au rancart de vieilles centrales**

L'élaboration de la Stratégie de planification de l'offre et de la demande

1984

Ontario Hydro connaît une situation excédentaire. Elle entrevoit cependant la nécessité de recourir à de nouvelles solutions d'ici à la fin du siècle. Elle a ainsi l'occasion d'examiner et de réétudier toutes ces solutions.

Ontario Hydro réalise une étude exhaustive de toutes les solutions d'offre et de demande qui lui permettront de produire ou d'économiser l'électricité. Il s'agit notamment des solutions qui ne comportent que des applications commerciales spécialisées ou limitées.

1985-1986

Ontario Hydro lance une consultation du public afin de connaître les éléments du service d'électricité jugés essentiels par la clientèle et le public, leurs préoccupations, ainsi que les préférences, priorités et solutions qu'Ontario Hydro devrait, à leur avis, intégrer à sa planification.

Ce processus de consultation a fait intervenir des comités législatifs spéciaux, des groupes d'intérêt public, des ministères, des sondages d'opinion auprès des consommateurs et des représentants de nombreuses communautés aux quatre coins de la province.

1986

Le Comité spécial de l'énergie de l'Assemblée législative de l'Ontario tient une audience publique afin de discuter des solutions de planification d'Ontario Hydro.

1987

Ontario Hydro élabore une Ébauche de stratégie de planification de l'offre et de la demande; il s'agit d'un ensemble de principes, de priorités et de directives à appliquer dans l'élaboration et l'actualisation de plans de l'offre et de la demande.

Cette stratégie repose sur l'étude de solutions réalisée en 1984 et en 1985, sur les observations du public et sur une étude détaillée de 15 plans représentatifs portant sur les grandes démarches suivantes :

- Des plans extrêmes faisant appel à des solutions uniquement pour la demande ou uniquement pour l'offre
- Des plans faisant appel à une combinaison de solutions pour l'offre et la demande
- Des plans répartis faisant appel à des solutions de moindre importance pour l'offre et la demande
- L'incidence de l'absence de nouvelles centrales nucléaires
- L'accroissement des achats d'électricité et de la production d'origine fossile
- L'incidence du report de travaux de mise en place des solutions pour l'offre
- Le ralentissement de la demande provoqué par la majoration des tarifs

L'étude des plans représentatifs a notamment porté sur :

- Les incidences financières
- Les conséquences environnementales
- Les retombées sociales et communautaires
- L'analyse des risques
- L'étude de l'impact économique dans la province
- L'exposé de la diversité des ressources
- Les aspects relatifs au transport de l'électricité

1988

L'Étude sur la sécurité des centrales nucléaires de l'Ontario, réalisée par M. F. Kenneth Hare, permet de conclure que les réacteurs des centrales d'Ontario Hydro sont exploités dans un souci de sécurité et que le risque d'accidents assez graves pour avoir une influence néfaste sur le public, même s'il ne peut jamais être nul, est par contre très peu probable.

Le Gouvernement de l'Ontario amorce le processus de l'analyse de l'Ébauche de stratégie de planification d'Ontario Hydro; ce processus comprend des analyses ministérielles, une étude par le Comité technique sur la planification des besoins en électricité spécialement constitué, un examen du Comité spécial de l'énergie et l'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires.

1989

Ontario Hydro revoit et corrige son ébauche de stratégie en tenant compte des recommandations qui lui ont été soumises; le document final est approuvé par le conseil d'administration d'Ontario Hydro en mars 1989.

Les «coûts épargnés» représentent les frais d'accroissement de l'offre évités dans les cas où une solution de rechange pour l'offre ou la demande remplace un élément équivalent d'un plan de l'offre et de la demande.

demande tout en respectant les exigences d'accroissement de l'offre.

La production privée d'électricité (PPÉ)† tient également une place prépondérante dans la satisfaction des besoins énergétiques de l'avenir. Il s'agit de l'électricité dont la propriété et l'exploitation sont assurées, dans la province, par des producteurs distincts d'Ontario Hydro. Cette activité apporte de la diversité aux ressources traditionnelles d'approvisionnement en électricité, en plus de favoriser le recyclage des produits usés sous forme de combustibles. En raison de leur envergure relativement modeste, la plupart des installations de production privée peuvent être réalisées assez rapidement et être adaptées plus facilement à la conjoncture locale. Ce principe encourage également les producteurs du secteur privé à participer avec Ontario Hydro aux risques de mise en valeur et de financement.

Le principe des coûts épargnés† représente la méthode principale appliquée par Ontario Hydro dans le calcul de la valeur financière de la gestion de la demande et de la production privée d'électricité. En calculant les coûts épargnés par Ontario Hydro, on peut comparer les coûts et les avantages de différents projets de gestion de la demande et de production privée d'électricité avec les options relatives à l'offre.

Les «coûts épargnés» représentent les frais d'accroissement de l'offre évités dans les cas où une solution de rechange pour l'offre ou la demande remplace un élément équivalent d'un plan de l'offre et de la demande.

La mise au rancart prévue d'une tranche importante de la capacité de production existante est un élément essentiel dont il faut tenir compte dans la planification actuelle. Pour la première fois en Ontario, la planification doit prendre en compte une baisse importante de la capacité du réseau en place d'Ontario Hydro à répondre à la demande.

Au cours de la durée du Plan, soit 25 ans, cinq centrales (qui représentent au total une capacité de 8,7 GW) devront être mises totalement ou en partie au rancart.

L'intégration de l'avis et des observations du public sur le processus de planification d'Ontario Hydro constitue un autre élément important. Pour veiller à ce que sa planification tienne compte des priorités et des valeurs privilégiées par le public, Ontario Hydro a invité les citoyens à exprimer leur avis sur les solutions et les priorités de planification de l'électricité.

Dans son ensemble, le présent rapport fait allusion à des préoccupations sur la fiabilité de l'alimentation électrique, la protection de l'environnement, la sécurité du public et la modicité des coûts d'électricité. La consultation du public et les observations communiquées par les clients et citoyens de la province permettent de constater que ces valeurs représentent, de beaucoup, les priorités les plus importantes dans la planification d'Ontario Hydro.

Priorités de planification

La Stratégie de planification de l'offre et de la demande respecte cinq orientations essentielles :

- Ontario Hydro donnera une priorité absolue à la gestion de la demande, afin de ralentir la croissance de la charge grâce aux économies de consommation et au déplacement de la demande. Les solutions de gestion de la demande qui favorisent le coût raisonnable de l'électricité feront l'objet de mesures vigoureuses. La collaboration des services municipaux d'électricité, des clients, des gouvernements et du secteur de l'électricité sera indispensable au succès de l'exécution des programmes de gestion de la demande.
- Ontario Hydro donnera une priorité absolue à l'entretien, à la modernisation et à la remise à neuf des installations existantes de production et de transport de l'électricité, de façon à en améliorer le rendement, l'économie et la fiabilité, dans le respect de normes rigoureuses de protection de l'environnement.
- Ontario Hydro accordera une priorité absolue à l'encouragement de la production privée d'électricité, afin de soutenir une partie des besoins en ressources nouvelles. La préférence sera accordée aux ressources renouvelables, par exemple les petites ressources hydrauliques et le recyclage des déchets de bois. De même, Ontario Hydro préférera à la technologie traditionnelle à combustible fossile la production mixte à haut rendement.
- Ontario Hydro attribuera une priorité absolue à la mise en valeur harmonieuse du reste du potentiel hydraulique rentable, tout en tenant compte du fait qu'il s'agit d'une ressource renouvelable mais épuisable.
- Ontario Hydro gardera en réserve les solutions portant sur l'aménagement de nouvelles installations importantes afin de satisfaire l'accroissement de la demande et la nécessité de remplacer les installations désuètes de façon à assurer la fiabilité de l'offre jusqu'au début du prochain siècle. Les centrales nucléaires CANDU, l'énergie thermique et les achats garantis auprès du Manitoba et du Québec représentent les principales solutions à cet égard.
- La Stratégie de planification de l'offre et de la demande est celle qui répond le mieux aux besoins de demain en Ontario, en plus d'être assez souple pour tenir compte de l'incertitude de l'avenir.

Priorités, stratégies et plans

En mars 1989, Ontario Hydro a achevé l'élaboration de sa Stratégie de planification de l'offre et de la demande. Cette Stratégie représentait le point culminant d'un processus quinquennal de planification qui a donné lieu à l'étude et à la mise à l'essai de solutions, à l'expression de l'opinion publique sur les valeurs privilégiées et à la mise au point d'une stratégie permettant de définir, d'évaluer et de retenir des solutions et des plans. La Stratégie de planification de l'offre et de la demande (SPOD) est énoncée à l'Annexe A. La SPOD est constituée d'un ensemble de principes, de priorités et de directives qui constituent le fondement de la planification et énonce les motifs d'une démarche uniforme dans l'adoption de jugements et de décisions au sujet d'éléments du Plan comme les principes de tarification, les préférences en matière de ressources et les critères d'évaluation. Le Plan proposé repose sur la Stratégie de planification de l'offre et de la demande.

Dans l'établissement de cette stratégie, Ontario Hydro a mis l'accent sur l'élaboration de principes et de priorités de planification, sur les valeurs en matière de service d'électricité, ainsi que sur différentes solutions relatives à l'offre et à la demande. En ce qui a trait au Plan de l'offre et de la demande, l'accent a surtout porté sur l'établissement, l'examen et l'approbation de plans et de propositions à caractère définitif.

Les travaux d'élaboration d'un plan à long terme de l'offre et de la demande ont surtout porté sur la définition d'un Plan proposé d'une durée de 25 ans et d'un plan d'action connexe à court terme, qui témoignent tous deux parfaitement de la Stratégie de planification. Ce processus a donné lieu à l'examen d'un nombre important de plans, ou de dossiers, différents. Chacun de ces dossiers portait sur une combinaison différente de solutions. Les évaluations ont permis de retenir trois plans de rechange, appelés «plans possibles».

La Stratégie définit les critères d'élaboration et d'évaluation des plans de rechange. Tous les plans de rechange pris en compte dans l'évaluation devaient respecter des impératifs et des normes en matière de protection de l'environnement et de fiabilité. Une analyse approfondie a également permis d'évaluer chaque dossier selon des critères comme les ressources privilégiées et les incidences économiques sur l'ensemble de la province.

Une analyse environnementale des plans de rechange a également été effectuée. Les critères de protection de l'environnement naturel et social ont été définis. Les incidences environnementales des plans de gestion de la demande, de production privée d'électricité et des ressources hydrauliques ainsi que les plans des sources majeures d'approvisionnement ont été définis et analysés, sans oublier les possibilités d'atténuation des incidences environnementales néfastes. Les résultats de cette analyse sont exposés dans le rapport de consultation intitulé «Analyse environnementale».

Dans l'élaboration des plans de l'offre et de la demande d'électricité, Ontario Hydro accorde la priorité :

- au maintien et à l'amélioration du réseau en place

Approbation demandée

Ontario Hydro a élaboré un Plan de l'offre et de la demande d'électricité afin de répondre à la demande au sein de la province. Ce Plan énonce différentes solutions qui seront réalisées au cours des 25 prochaines années, afin de servir les Ontariens et les Ontariennes pendant la plus grande partie du prochain siècle. Le présent rapport explique la justification du Plan proposé de l'offre et de la demande, et notamment des éléments du Plan dont Ontario Hydro recommande l'approbation en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales de l'Ontario.

Pour énoncer cette recommandation, des plans de rechange comportant différents avantages et inconvénients ont été évalués et ont fait l'objet d'une comparaison. Dans l'ensemble, le Plan de l'offre et de la demande d'électricité prévoit des engagements importants en ce qui a trait à des solutions pour le ralentissement de la demande, la production d'électricité dont la propriété et l'exploitation sont prises en charge par des producteurs indépendants (production privée), les achats effectués à l'extérieur de la province, la remise en état des installations existantes d'Ontario Hydro, et la mise en valeur harmonieuse des ressources hydrauliques. Le Plan propose également l'aménagement de centrales nucléaires et à combustible fossile.

Nombre des éléments constitutifs du Plan ne nécessitent pas d'approbation en vertu de la Loi. L'approbation du programme demandée dans le présent document ne porte que sur certains éléments du Plan, notamment :

- **Le besoin et la justification :**
  - **des installations de transport afin d'intégrer l'électricité achetée auprès du Manitoba;**
  - **de onze centrales dans le cadre du Plan des ressources hydrauliques;**
  - **d'une nouvelle capacité de production à partir d'un combustible fossile; et**
  - **d'une nouvelle capacité de production à partir d'un combustible nucléaire.**
- **Le besoin et la justification de groupes à turbines à combustion dans les centrales en place, au besoin, pour répondre à la demande d'électricité.**
- **Le besoin et la justification du transport radial d'énergie pour raccorder les installations de production ci-dessus au réseau de transport d'Ontario Hydro.**

Pour prendre connaissance de l'exposé officiel de l'approbation demandée, le lecteur est invité à consulter le chapitre 19. Dans l'évaluation ultérieure de chaque projet, on veillera à ce que les installations soient implantées dans le respect de l'environnement. Les évaluations des projets ne feront pas double emploi avec les questions de planification définies dans la présente demande et ne réexamineront pas ces questions.

L'électricité est tellement répandue qu'on a souvent tendance à oublier d'où elle vient.

- à la gestion de la demande dans un souci de rentabilité
- à la production privée d'électricité dans un souci d'économie
- à la production rentable d'énergie hydraulique

Ces éléments sont tous prépondérants sur l'élaboration de plans comprenant de nouvelles sources majeures d'approvisionnement, en plus d'être communs à tous les plans. Cette démarche respecte les observations communiquées par les clients et le public, ainsi que l'avis du Comité spécial.

Portée

Le Plan de l'offre et de la demande d'électricité porte sur un large éventail de solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande dont la mise en oeuvre s'étendra sur des durées différentes et qui produiront des retombées durables pour la province.

Le Plan définit le besoin d'engagements supplémentaires sur une durée de 25 ans, pour tenir compte des longs délais d'exécution.

Les solutions ne permettent pas de répondre aux besoins en électricité des clients tant qu'elles ne sont pas approuvées et mises en oeuvre.

Le Plan porte sur une gamme étendue de solutions d'accroissement de l'offre, notamment l'achat d'électricité auprès du Manitoba et de tiers en Ontario (production privée), ainsi que les centrales dont Ontario Hydro est propriétaire et exploitant.

Le Plan prévoit également un certain nombre de solutions de ralentissement de la demande, notamment des mesures visant à encourager les clients à consommer l'électricité dans un souci d'économie et en dehors des périodes de pointe. Des solutions sont envisagées pour tous les types de clientèle, qu'il s'agisse des foyers, des commerces ou des industries.

Enfin, le Plan comprend également les projets de ressources hydrauliques dont le processus de planification et d'approbation est en cours. Il s'agit notamment des centrales de Little Jackfish, de Niagara et du complexe Mattagami, ainsi que de deux installations plus modestes.

Même s'il porte notamment sur l'évaluation du transport radial nécessaire pour raccorder la capacité de production au réseau d'électricité, le Plan ne définit pas les besoins auxquels il faudra répondre en ce qui concerne le transport interrégional de l'énergie au sein de la province. Ces questions font l'objet d'une étude distincte, et d'autres plans de transport interrégional, en cours d'élaboration, seront soumis à l'examen du public.

Au fur et à mesure de la mise en oeuvre des solutions retenues au cours de la durée du Plan, les installations d'Ontario Hydro continueront de vieillir. Au cours de cette durée, certaines centrales hydrauliques d'Ontario Hydro dépasseront les 100 ans. De même, les centrales thermiques au charbon construites au cours des années 1950 et 1960 ne seront plus en service. Certaines centrales nucléaires devraient être mises au rancart au cours de ce délai de 25 ans. Le Plan prévoit le remplacement des installations mises au rancart, ainsi que la satisfaction des besoins grandissants de la clientèle.

En raison de la durée utile prolongée des technologies en cause, les décisions adoptées aujourd'hui produisent des incidences pendant de nombreuses générations. Si la clientèle d'Ontario Hydro peut aujourd'hui compter sur un service fiable et à tarif raisonnable, c'est essentiellement en raison des investissements effectués par le passé.

Dans l'avenir immédiat, les seules solutions qu'il est raisonnable d'envisager sont celles qui reposent sur des technologies qui ont déjà fait leurs preuves. Il faut en même temps conserver assez de souplesse pour profiter des progrès de la technologie et des autres occasions au fur et à mesure qu'elles se présentent.

Pour répondre aux attentes de la clientèle, il est aussi important de tenir compte des considérations environnementales que des questions de tarifs et de fiabilité. Toutes les solutions retenues doivent répondre aux besoins en électricité de façon sérieuse; les facteurs environnementaux représentent un élément important de l'élaboration et de l'évaluation des plans.

Le Plan de l'offre et de la demande

Le Plan constitue une étape importante pour Ontario Hydro et sa clientèle. Il s'agit du premier plan qui intègre de façon globale et systématique la gestion de la demande et la production privée d'électricité. Il s'agit également, depuis plus d'une décennie, du premier plan à proposer l'approbation de nouvelles solutions d'envergure pour l'offre d'électricité. C'est également le premier plan à faire appel de façon explicite à une stratégie soumise à l'examen du public comme fondement de la planification. Enfin, il s'agit du premier plan qui doit aborder la question de la mise au rancart d'un nombre important d'installations de production, ainsi que la croissance de la demande.

Le Plan définit une démarche intégrée pour satisfaire les besoins en électricité de l'Ontario.

Pour réaliser un équilibre approprié dans la planification, il était essentiel d'adopter une démarche intégrée. La réalisation de cet équilibre est un objectif important du Plan de l'offre et de la demande.

La planification vise l'équilibre dans une perspective quantitative : il s'agit de mettre en équilibre les estimations portant sur les besoins éventuels de la clientèle en électricité et les ressources permettant de les satisfaire.

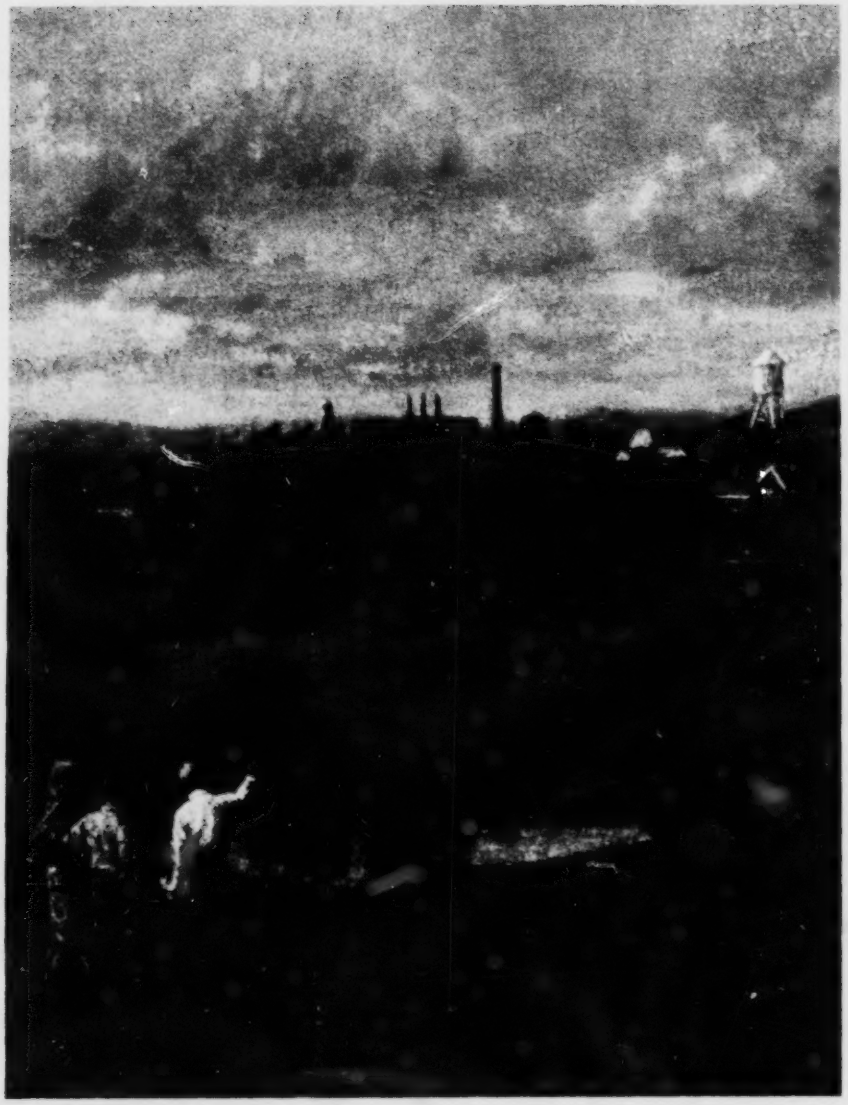
La planification vise également l'équilibre dans une perspective qualitative : il faut mettre en équilibre les valeurs privilégiées par les clients, par exemple la fiabilité, la protection de l'environnement et la modicité des tarifs.

Le Plan de l'offre et de la demande assure donc cet équilibre sous ces deux angles. Il propose un ensemble harmonieux de solutions d'offre et de demande, en plus d'assurer la satisfaction des besoins des 25 prochaines années.

Le Plan :

- tire le meilleur parti du réseau en place;
- mise sur toutes les occasions rentables de gestion de la demande et de production privée d'électricité;
- prévoit des centrales hydroélectriques rentables;
- intègre les achats d'électricité effectués hors de la province; et
- assure l'équilibre des besoins futurs avec la nouvelle capacité de production fossile et nucléaire.

Convaincue que le Plan proposé de l'offre et de la demande assure un équilibre harmonieux dans la planification de l'énergie électrique, Ontario Hydro le recommande au public ontarien.



2 APERÇU DE LA PLANIFICATION ET STRUCTURE DU RAPPORT

En plus de décrire brièvement les caractéristiques et les principes pertinents de la planification, le présent chapitre constitue un guide jusqu'à la fin de ce document, en définissant la teneur des 17 chapitres qui suivent.

Ces chapitres énoncent à leur tour les faits essentiels, principes directeurs, critères d'évaluation, comparaisons et jugements qui ont amené Ontario Hydro à formuler ses recommandations. Le lecteur trouvera, dans les rapports complémentaires indiqués à la fin de ce document, des données et une analyse plus circonstanciées.

Caractères permanents de la planification

Le processus de planification conduit ultimement à l'élaboration d'un Plan de l'offre et de la demande, qui se compose lui-même d'un ensemble de plans proposant différentes solutions pour répondre aux besoins en électricité. Ces solutions comprennent la gestion de la demande, la production privée d'électricité, les ressources hydrauliques, la remise en état de centrales et des mesures d'appoint importantes pour accroître la demande.

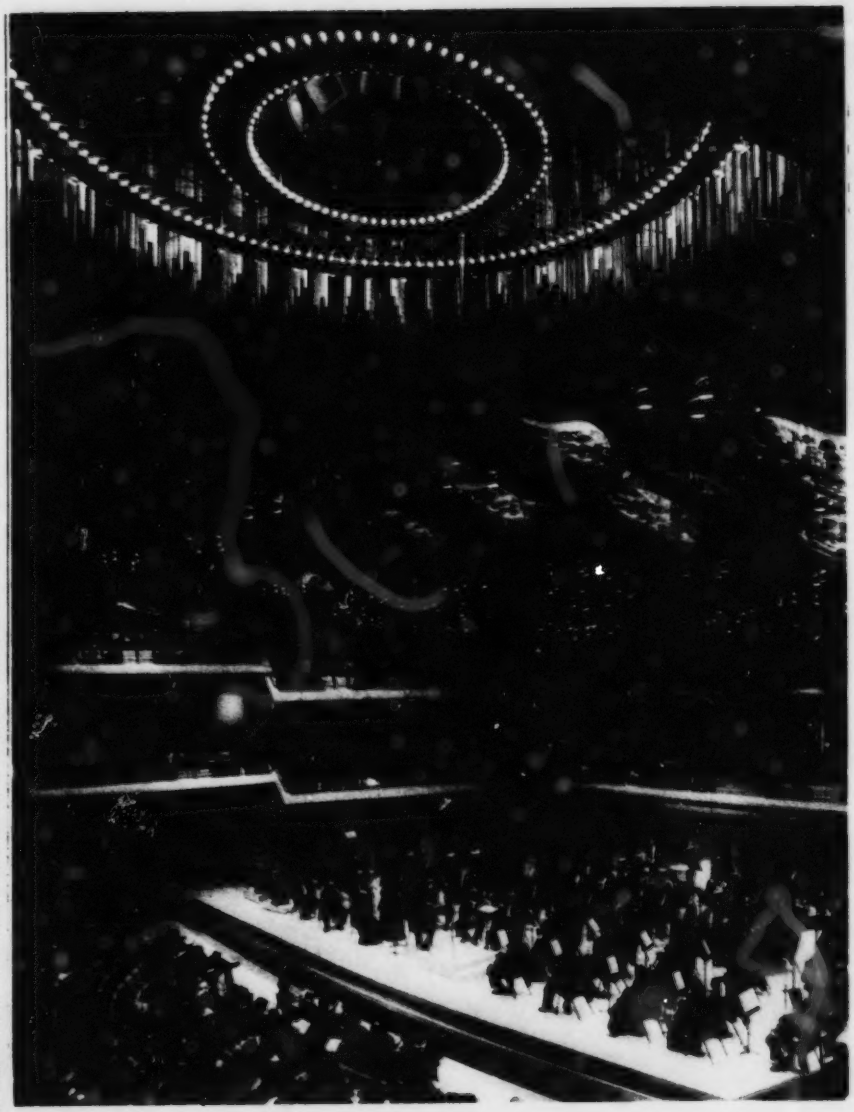
La démarche générale du processus de planification de l'offre et de la demande comporte les quatre blocs d'activités suivants :

- Le premier bloc consiste à définir le besoin en matière de solutions nouvelles pour répondre aux besoins en électricité de demain en Ontario.
- Le deuxième bloc consiste à définir les solutions viables pour répondre à ces besoins, ainsi que leurs caractéristiques de planification. Ces caractéristiques comprennent notamment :
  - la disponibilité
  - le coût
  - la fiabilité
  - les répercussions environnementales
  - les incidences économiques
- Le troisième bloc d'activités consiste à élaborer et à analyser des plans. Chaque plan se compose d'un certain ensemble de solutions qui représente un moyen de satisfaire les besoins de demain.
- Le quatrième bloc d'activités consiste à proposer le plan le plus efficace et à définir les solutions de rechange admissibles.

Les chapitres suivants énoncent les différents éléments de la planification selon un ordre qui correspond à leur enchaînement logique et qui tient compte du caractère continu de la planification.

Chaque année, la base de données qui porte sur la consommation (charge†) réelle fait l'objet d'une mise à jour et donne lieu à l'établissement d'une nouvelle prévision en ce qui concerne la rentabilité, l'accroissement de la charge et d'autres facteurs. De même, les solutions sont actualisées en tenant compte des coûts antérieurs, de l'évolution de la technologie et des nouvelles exigences en matière d'environnement. Les plans sont ensuite corrigés pour tenir compte des nouvelles prévisions et solutions. Ce processus d'actualisation, d'examen et de correction des plans se déroule en continu.

Tout en tenant compte du fait qu'il faut parfois apporter des correctifs, la planification à long terme doit imprimer une orientation ferme aux mesures qui seront prises éventuellement. Le Plan de l'offre et de la demande respecte cet objectif.



L'électricité apporte un énorme concours à nos divertissements culturels.

Consultation du Guide de planification
Figure 2-1

Le Guide de planification reproduit à la Figure 2-1 présente, sous une forme simplifiée, les étapes indispensables du processus de planification de l'offre et de la demande. La structure du présent rapport de planification s'inspire de ce Guide, qui est reproduit au début de chaque chapitre afin de mettre en relief l'élément de planification pertinent.

Figure 2–1 **Plan de l'offre et de la demande – Structure du Rapport**

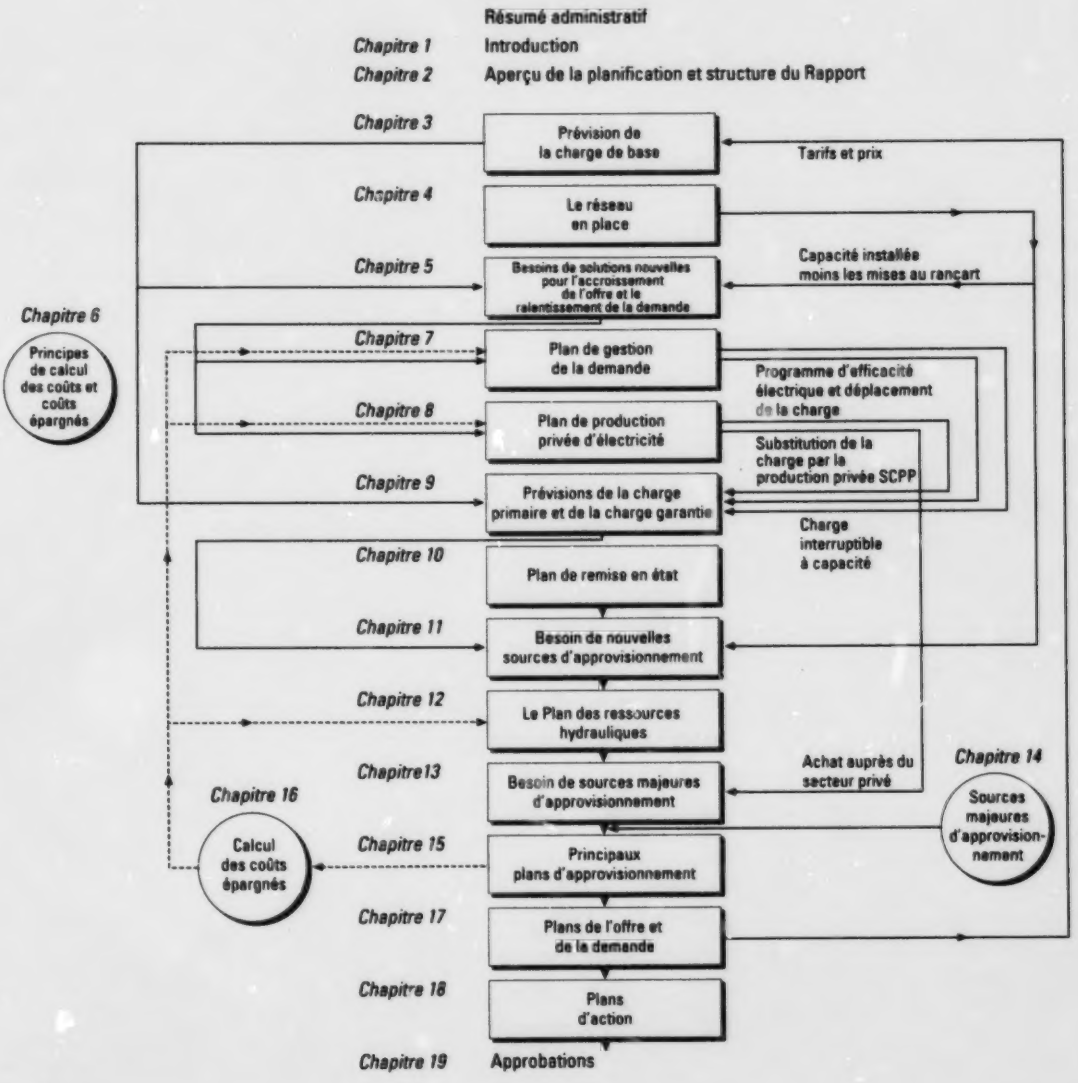
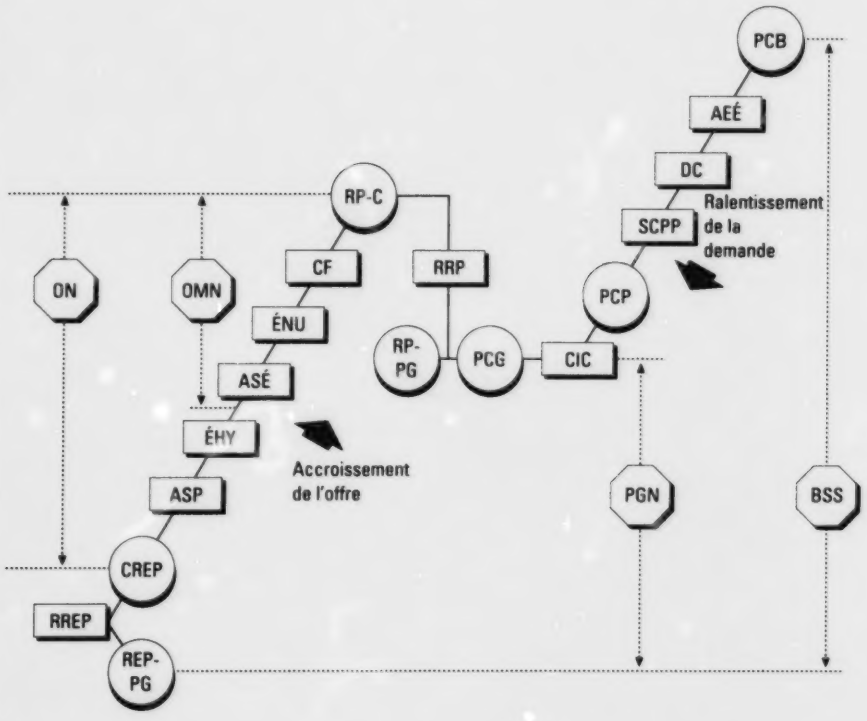


Figure 2–2 **L'offre et la demande – Termes et relations**



Légende

C	Capacité
PG	Puissance garantie
R	Réserve
REP	Réseau en place
ASP	Achat auprès du secteur privé
ÉHY	Énergie hydraulique
ASÉ	Achat auprès de sociétés d'électricité
ÉNU	Énergie nucléaire
CF	Combustibles fossiles
RP	Réseau projeté
RRP	Réserve du réseau projeté
AEÉ	Amélioration de l'efficacité électrique
DC	Déplacement de la charge
SCPP	Substitution de la charge par la production privée
CIC	Charge interruptible à capacité
PCG	Prévision de la charge garantie
PCP	Prévision de la charge primaire
PCB	Prévision de la charge de base

Besoins

ON	Offre nécesaire
OMN	Offre majeure nécessaire
PGN	Puissance garantie nécessaire
BSS	Besoins supplémentaires à satisfaire

Schéma de l'équilibre entre l'offre et la demande

La Figure 2–2 énonce les différents éléments de la planification, en plus de représenter la façon dont le plan réalise l'équilibre entre l'offre et la demande en augmentant la première et en ralentissant la dernière.

Voici, de droite à gauche (ralentissement de la demande), puis de gauche à droite (accroissement de l'offre), les étapes de ce schéma.

LA PERSPECTIVE DE LA DEMANDE

Point de départ

PCB (prévision de la charge de base) : Il s'agit d'une prévision de la demande de puissance de pointe et d'énergie à laquelle Ontario Hydro devrait faire face sans prévoir de mesures d'incitation financière destinées à influencer la quantité d'électricité utilisée et le moment de son utilisation.

Solutions de ralentissement de la demande

AEÉ (amélioration de l'efficacité électrique) : Ontario Hydro a adopté des programmes destinés à encourager la clientèle à choisir du matériel électrique plus économe d'énergie et à utiliser ce matériel plus judicieusement. Ces mesures visent en somme à réduire la demande de puissance de pointe et d'énergie.

DC (déplacement de la charge) : Le déplacement de la charge permet de réduire la puissance maximale appelée en transférant une partie de la demande d'électricité des périodes de pointe aux périodes creuses.

SCPP (substitution de la charge par la production privée) : Il s'agit de l'électricité produite par des tiers pour répondre à leurs propres besoins. Même s'il s'agit d'une quantité supplémentaire d'électricité, cette production a pour effet de réduire la demande de puissance de pointe et d'énergie imposée au réseau d'Ontario Hydro.

PCP (prévision de la charge primaire) : Il s'agit de la prévision calculée en soustrayant les AEÉ, le DC et la SCPP de la prévision de la charge de base. Cette prévision représente la puissance de pointe

et l'énergie qu'Ontario Hydro produirait ou achèterait normalement pour répondre à la demande.

CIC (charge interruptible à capacité) : Certains clients s'engagent à réduire leur consommation d'électricité à la demande d'Ontario Hydro, dans les cas où la demande de pointe imposée à son réseau commence à dépasser l'offre. La CIC représente la réduction de puissance en période de pointe qui devrait se produire quand les charges contractuelles sont interrompues.

PCG (prévision de la charge garantie) : Cette prévision s'obtient en soustrayant la charge interruptible à capacité de la prévision de charge primaire. La prévision de charge garantie permet de planifier les besoins de puissance du réseau.

Résumé : Ralentissement de la demande
La prévision de la charge garantie utilisée pour planifier l'offre est égale à la prévision de la charge de base diminuée des quatre solutions de ralentissement de la demande, soit l'AEÉ, le DC, la SCPP et la CIC.

POINT D'ÉQUILIBRE

RP-PG (réseau projeté - puissance garantie) : Au cours d'une année, il y a équilibre si la puissance garantie du réseau projeté est égale à la prévision de la charge garantie pour cette même année.

RRP (réserve du réseau projeté) : Pour assurer la fiabilité de l'offre dans les cas où des centrales sont mises hors service pour raison de panne planifiée et fortuite, et compte tenu de l'incertitude de l'accroissement de la charge, il est nécessaire de prévoir une capacité de production complémentaire, qu'on appelle la «réserve du réseau projeté».

PRP (puissance du réseau projeté) : La puissance nécessaire du réseau projeté est égale à la puissance garantie du réseau projeté, majorée de la réserve du réseau projeté.

LA PERSPECTIVE DE L'OFFRE

Le réseau en place

REP-PG (réseau en place - puissance garantie) : Il s'agit de la charge garantie projetée que le système en place peut assurer pour toute année de la période du Plan.

RREP (réserve du réseau en place) : Pour assurer la fiabilité de l'offre dans les cas où des centrales sont mises hors service pour raison de panne planifiée et forfuite, et compte tenu des incertitudes de l'accroissement des charges, il est nécessaire de prévoir une capacité de production supplémentaire appelée «réserve du réseau en place».

PREP (puissance du réseau en place) : Il s'agit de la puissance installée du réseau en place. Cette puissance est égale à la puissance garantie du réseau en place, majorée de la réserve du réseau en place.

Solutions d'accroissement de l'offre

ASP (achat auprès du secteur privé) : L'électricité produite par les producteurs privés fait partie du plan d'Ontario Hydro visant à répondre aux besoins en électricité de l'avenir.

ÉHY (énergie hydraulique) : La mise en valeur des autres installations de production hydroélectrique rentable de la province permettra d'accroître l'offre.

ASÉ (achat auprès de sociétés d'électricité) : L'électricité achetée auprès de sociétés d'électricité hors de la province permet d'accroître l'offre dans les cas où cette mesure est rentable, comparativement aux solutions d'Ontario Hydro pour la production d'électricité.

ÉNU (énergie nucléaire) : L'énergie nucléaire produite dans les réacteurs CANDU représente une solution importante d'accroissement de l'offre.

CF (combustibles fossiles) : La production d'électricité d'origine fossile constitue une importante solution d'accroissement de l'offre; il s'agit de l'énergie produite à partir de combustibles comme le charbon, le gaz et le mazout.

Équilibre de l'offre et de la demande

Un «schéma d'équilibre» est reproduit à la Figure 2–2. Ce schéma représente :
- **les éléments du Plan de l'offre et de la demande;**
- **les solutions qui permettront de réduire la demande;**
- **les solutions qui permettront d'accroître l'offre.**

Ce schéma indique les moyens adoptés pour réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande.

Résumé : Accroissement de l'offre
La puissance du réseau projeté est égale à la puissance du réseau en place, majorée des cinq solutions d'accroissement de l'offre, soit ASP, ÉHY, ASÉ, ÉNU et CF.

BESOINS

BSS (besoins supplémentaires à satisfaire) : Pour toute année du Plan, les besoins supplémentaires à satisfaire (BSS) sont égaux à la différence entre la prévision de la charge de base (PCB) et la puissance garantie du réseau en place (REP-PG). Les BSS doivent être assurés grâce à de nouvelles solutions en matière d'offre et de demande.

PGN (puissance garantie nécessaire) : Pour toute année du Plan, la puissance garantie nécessaire (PGN) est égale à la différence entre la puissance garantie du réseau projeté (RP-PG) et la puissance garantie du réseau en place (REP-PG).

ON (offre nécessaire) : Pour toute année du Plan, l'offre nécessaire (ON) est égale à la différence entre la puissance du réseau projeté (PRP) et la puissance du réseau en place (PREP). L'ON doit être assurée grâce à de nouvelles solutions d'accroissement de l'offre.

OMN (offre majeure nécessaire) : Pour toute année du Plan, l'offre majeure nécessaire (OMN) est égale à la puissance du réseau projeté (PRP) moins la puissance du réseau en place (PREP), la puissance représentée par les achats auprès du secteur privé (ASP) et la puissance d'énergie hydraulique (ÉHY). L'OMN doit être assurée en faisant appel à des sources majeures d'approvisionnement.

Principales caractéristiques du Plan

La planification d'Ontario Hydro en matière d'offre et de demande se distingue par six caractéristiques essentielles, à savoir :

1. Il s'agit d'une planification intégrée de l'offre et de la demande : l'offre d'électricité supplémentaire et la mise en oeuvre de mesures de ralentissement de la demande grâce à une utilisation plus judicieuse de l'électricité devraient apporter un important concours à la satisfaction des besoins éventuels.
2. Les critères d'évaluation utilisés dans la planification sont exhaustifs. Les solutions ont été évaluées et les plans élaborés en fonction du caractère raisonnable des coûts et de la très grande souplesse des mesures, de même qu'en tenant compte de leur capacité de respecter les normes techniques et de fiabilité. Les incidences environnementales et sociales ont été prises en compte dans l'évaluation des solutions et des plans. Des considérations détaillées relatives à l'environnement local et au choix des emplacements feront l'objet d'analyses environnementales dans le cadre de la mise en oeuvre des chantiers.
3. Les priorités de planification qui régissent le choix des solutions sont claires. Il faut notamment accorder une priorité à la gestion de la demande, à la production privée d'électricité et à la production d'hydroélectricité, ainsi qu'à l'entretien et à l'amélioration du réseau en place. Après avoir élaboré les plans relatifs à ces solutions prioritaires, le plan des sources majeures d'approvisionnement est mis au point afin de respecter les autres exigences.
4. L'élaboration des plans apporte la souplesse nécessaire pour s'adapter à l'incertitude qui règne sur la prévision des charges, les prévisions de gestion de la demande et de production privée d'électricité, ainsi que la prévision des coûts et du rendement des solutions potentielles d'accroissement de l'offre.
5. La planification doit s'étendre sur une longue durée, étant donné qu'il faut compter au moins dix années avant d'utiliser une source majeure d'approvisionnement et compte tenu des incidences durables (soit 90 ans ou même plus) des décisions de planification.
6. Dans la stratégie de planification de l'offre et de la demande, on a tenu compte, dans une large mesure, des observations du public; ce dernier aura donc d'autres occasions de formuler des observations au cours de l'examen du présent rapport et pendant les évaluations environnementales propres à chaque projet.

Structure du Rapport

La Figure 2–1 représente la structure du Rapport. Le lecteur trouvera ci-après un aperçu de chaque chapitre; la relation entre chacun de ces chapitres au sein du Rapport est représentée dans le schéma de la structure du Rapport.

Le chapitre 3 (Prévision de la charge de base) traite de la demande d'électricité, soit aussi bien la puissance† de pointe que l'énergie†, en l'absence de certains programmes d'Ontario Hydro destinés à ralentir la demande. L'accroissement prévu des ventes d'électricité constitue la première raison essentielle qui explique la nécessité de nouvelles solutions en matière d'offre et de demande.

Ce chapitre porte sur les facteurs importants qui influencent les prévisions, par exemple la population, la croissance économique et l'évolution de la consommation d'électricité. On y décrit les méthodes utilisées pour élaborer les prévisions. Ce chapitre expose également, pour la puissance de pointe et l'énergie, l'intervalle de prévision† des courbes supérieure, inférieure et médiane, afin de tenir compte de l'incertitude des prévisions de la charge. Ontario Hydro élabore des plans assez souples pour s'adapter à cette incertitude.

Le chapitre 4 (Le réseau en place) porte sur la capacité du réseau en place de répondre à la demande d'énergie et de puissance de pointe. La puissance installée du réseau devrait diminuer de plus de 25 % au cours des 25 prochaines années, puisque certaines centrales ne seront plus en service. Il s'agit de la deuxième

grande raison qui explique la nécessité de recourir à de nouvelles sources d'approvisionnement.

Le chapitre 5 (Besoins de solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande) établit une comparaison entre les prévisions de demande de puissance de pointe et d'énergie (exposées dans le chapitre 3) et les prévisions d'énergie et de capacité garantie† du réseau en place (exposées au chapitre 4).

Par exemple, en l'an 2014, la courbe prévisionnelle médiane de la demande de puissance de pointe s'établit à 39,8 GW, alors que la puissance garantie de pointe du réseau en place s'élève à 18,5 GW. Par conséquent, la nécessité de faire appel à des solutions en matière d'offre et de demande représente 21,3 GW. Ces comparaisons permettent de définir le besoin, dans le temps, de recourir à d'autres sources d'approvisionnement.

De même, en l'an 2014, selon la courbe prévisionnelle médiane, l'énergie nécessaire représente 234 térawattheures (TWh), alors que la capacité énergétique des installations de production en place s'inscrit à 136 TWh. Il faudra donc prévoir 98 TWh supplémentaires.

Ce chapitre porte également sur les conséquences de l'incertitude de l'accroissement de la charge sur les besoins en matière de solutions nouvelles.

Chapitre 6 : Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés. Comme l'indique le chapitre 1, la gestion de la demande, la production privée d'électricité et la production d'hydroélectricité en Ontario font l'objet d'une priorité absolue, quand ces mesures sont rentables. Le principe des coûts épargnés est une méthode qui permet de savoir si ces solutions sont rentables ou non. En appliquant attentivement cette méthode, on peut établir des comparaisons justes entre les solutions et réduire au minimum le total des frais que doit supporter le consommateur.

Ce chapitre expose également d'autres méthodes d'établissement des coûts utilisées pour l'évaluation des plans et des solutions. Grâce à des techniques reposant sur ces principes, Ontario Hydro peut comparer les différentes solutions en fonction de diverses caractéristiques, par exemple les coûts élevés des combustibles par rapport aux dépenses d'immobilisations, elles aussi onéreuses. Elles permettent également à Ontario Hydro de comparer les plans avec différentes solutions mises en oeuvre à des époques, dans des conditions d'exploitation et pour des durées différentes.

Ce chapitre se termine par un exposé des coûts épargnés pour des applications types qui reposent sur le Plan proposé.

Chapitre 7 : Plan de gestion de la demande. Grâce au mécanisme pertinent de définition des solutions rentables en matière d'offre et de demande définies dans le chapitre 6, Ontario Hydro peut élaborer ses plans de gestion de la demande. Le chapitre 7 présente le plan de gestion de la demande. Les améliorations de l'efficacité électrique† (AEÉ) qui permettent de réduire la quantité d'électricité nécessaire pour assurer un service donné, et le déplacement de la charge† (DC), qui permet de réduire la demande de pointe en déplaçant vers des périodes creuses la consommation d'électricité, représentent deux éléments essentiels de la gestion de la demande. Les charges interruptibles à capacité† sont un autre élément de cette gestion.

Ontario Hydro a attribué une priorité absolue à la rentabilité de la gestion de la demande. Ce chapitre expose les principes, les occasions et les programmes mis en oeuvre par Ontario Hydro. Il décrit également les méthodes utilisées pour élaborer ce plan. Le lecteur y trouvera un exposé sur les secteurs et les compartiments du marché, l'utilisation ultime, les obstacles et les mesures d'incitation.

En l'an 2000, Ontario Hydro compte réaliser une réduction de la charge de 3 GW (soit

De concert avec Ducks Unlimited, Ontario Hydro a protégé ces terres marécageuses de 50 hectares, derrière la centrale de Lennox.

Hygromètre installé pour vérifier les dépôts de pluies acides. Une surveillance attentive est essentielle pour faire le suivi de nos progrès sur la voie de la réduction des rejets d'oxyde de soufre et d'azote.

presque la puissance de la centrale nucléaire de Darlington) et de 10 TWh, chiffres qui passeront à 4,8 GW et à 17 TWh d'ici à 2014.

Chapitre 8 : Plan de production privée d'électricité (PPPÉ). Ce chapitre présente les occasions de production privée d'électricité (PPÉ), qui représentent pour Ontario Hydro une solution prioritaire, ainsi que les facteurs essentiels qui influenceront le développement de ce potentiel.

Ce chapitre présente les plans d'Ontario Hydro pour la production privée, ainsi que les mesures adoptées pour assurer une rentabilité maximale de cette activité.

Le plan PPÉ prévoit qu'un supplément de 1,6 GW sera installé d'ici à la fin de l'an 2000; cette capacité passera à 2,6 GW d'ici à la fin de 2014.

La production privée d'électricité prévoit deux catégories : la substitution de la charge par la production privée† et la production pour vente. Grâce à la première mesure, Ontario Hydro n'a plus de charge à assumer dans les cas où les clients sont en mesure de pourvoir la totalité ou une partie de leurs besoins.

La deuxième mesure consiste à acheter de l'électricité auprès de producteurs privés.

Chapitre 9 : Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie. Une fois définis les plans de gestion de la demande et de production privée, le reste de la demande à satisfaire fait l'objet d'un examen. Le chapitre 9 présente les prévisions de la charge primaire et de la charge garantie.

La prévision de la charge primaire porte sur la puissance et l'énergie électriques qu'Ontario Hydro doit produire ou acheter pour satisfaire la demande d'électricité de sa clientèle au sein de la province. Cette prévision se calcule en soustrayant l'incidence prévue de l'amélioration de l'efficacité électrique (AEÉ), du déplacement de la charge (DC) et de la substitution de la charge par la production privée, établis à partir de la prévision de la charge de base, aussi bien pour la puissance de pointe que pour l'énergie.

La prévision de la charge garantie est celle qui est utilisée pour la planification de l'offre. La prévision de la charge garantie représente la puissance et l'énergie électriques qu'Ontario Hydro doit produire ou acheter pour répondre à la demande globale d'électricité, sauf les charges interruptibles à capacité (CIC).

La prévision de la charge garantie s'obtient en soustrayant de la prévision de la charge primaire la puissance coïncidente estimative liée aux charges interruptibles à capacité au moment de la crête annuelle.

Selon la courbe médiane, la prévision de la charge garantie pour la puissance maximale s'élève à 27,4 GW en janvier 2000 et à 33,9 GW en janvier 2014. La prévision de la charge garantie pour l'énergie est la même que la prévision de la charge primaire, soit 171 TWh d'énergie selon la courbe médiane en l'an 2000 et 214 TWh en 2014.

Chapitre 10 : Plan de remise en état. L'engagement visant à tirer le meilleur parti des installations en place, en maintenant ou en améliorant leur rendement, représente une autre orientation stratégique faisant l'objet d'une priorité absolue dans le cadre de la SPOD. Le chapitre 10 porte sur la remise en état de ces installations. La remise en état consiste en un ensemble d'activités visant à remplacer les grands éléments usés, désuets ou peu rentables dans les installations actuelles.

La remise en état assure la sécurité, la fiabilité, la rentabilité et l'acceptabilité environnementale des installations jusqu'à la fin de leur durée utile.

Le plan de remise en état porte sur les réparations à apporter aux installations hydrauliques, les travaux importants de remise à neuf et les mesures antipollution dans les centrales au charbon, afin de permettre de réduire les émissions acides, et le remplacement des tubes de force de certains réacteurs nucléaires, afin d'assurer la sécurité et la fiabilité de leur fonctionnement pendant leur durée utile prévue de 40 ans. La puissance prévue du réseau engagé, dont il est question au chapitre 4, tient compte de l'incidence du Plan de remise en état.

Chapitre 11 : Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement. Ce chapitre porte sur la nécessité de trouver de nouvelles sources d'approvisionnement. La prévision de la charge garantie, que l'offre doit permettre de satisfaire de façon fiable, est exposée au chapitre 9. Le réseau projeté doit être doté d'une puissance garantie égale à la prévision de la charge garantie.

Afin de satisfaire la demande de façon fiable, il est nécessaire de prévoir une réserve de garantie†, afin de tenir compte des installations de production mises hors service en cas de panne planifiée et fortuite et d'autres circonstances. La puissance du réseau projeté devra être égale à la prévision de la charge garantie majorée de la réserve.

Enfin, le besoin de puissance de pointe fournie par les nouvelles sources d'approvisionnement est égal à l'exigence de la puissance du réseau projeté, diminuée de la puissance du réseau en place. En ce qui concerne l'énergie, l'offre des nouvelles sources d'approvisionnement est égale à la prévision de la charge garantie pour l'énergie, moins l'énergie garantie du réseau en place.

Par exemple, dans la courbe médiane, la puissance nécessaire du réseau projeté pour 2014 s'élève à 42,1 GW. La puissance du réseau en place en 2014 atteint 22,9 GW et la puissance nécessaire apportée par les nouvelles sources d'approvisionnement représente 19,1 GW. Cet apport provient des énergies hydraulique, nucléaire et des combustibles fossiles, ainsi que des achats d'électricité auprès des producteurs privés ou des sociétés d'électricité voisines. En ce qui concerne les besoins en énergie, la prévision d'énergie garantie totalise 214 TWh, l'énergie garantie du réseau en place ressort à 136 TWh, et le besoin à combler s'établit à 78 TWh.

Pour protéger l'aigle pêcheur et éviter les interruptions de puissance, les nids sont soigneusement réaménagés.

L'eau tiède rejetée par une centrale est utilisée avec succès dans l'élevage commercial des poissons.

Chapitre 12 : Le Plan des ressources hydrauliques. Ce chapitre expose le plan d'Ontario Hydro pour la production d'énergie hydraulique. Cet aspect est prépondérant sur les sources majeures d'approvisionnement.

Les ressources hydrauliques non mises en valeur offrent, en théorie, un potentiel assez vaste; cependant, des facteurs environnementaux, économiques et techniques limitent la production effective d'électricité par les chutes d'eau. Même s'il s'agit d'une richesse renouvelable, les perspectives offertes par l'énergie hydraulique sont limitées.

Ce chapitre expose un plan des ressources hydrauliques pour l'aménagement harmonieux de 18 chantiers qui représenteront une puissance de 2,8 GW et une production annuelle de 6 TWh d'ici à la fin de 2014. Des travaux de recherche et une évaluation environnementale portant sur huit chantiers se déroulent à l'heure actuelle.

Chapitre 13 : Besoin de sources majeures d'approvisionnement. Ce chapitre expose les exigences en matière de nouvelles sources d'approvisionnement : combustibles fossiles, centrales nucléaires et achats d'électricité auprès de sociétés d'électricité voisines.

La nécessité de sources majeures d'approvisionnement est égale au total de l'offre nouvelle nécessaire, diminuée de l'offre planifiée réalisée grâce aux achats d'électricité auprès du secteur privé et à la production d'hydroélectricité.

Par exemple, pour la courbe médiane, la puissance nécessaire apportée par les sources majeures d'approvisionnement représente 14,9 GW en 2014. En ce qui concerne les courbes inférieure et supérieure, les exigences prévues en ce qui a trait aux sources majeures d'approvisionnement représentent respectivement 9,3 GW et 19,3 GW en 2014. Pour ce qui est de l'énergie, les besoins s'élèvent à 62 TWh pour la courbe médiane, 34 TWh pour la courbe inférieure et 82 TWh pour la courbe supérieure. Les plans d'Ontario Hydro tiennent non seulement compte de la courbe prévisionnelle médiane, mais prévoient également une souplesse suffisante pour s'adapter à la courbe supérieure ou inférieure.

Le chapitre 14 (Sources majeures d'approvisionnement) définit les principales sources les mieux adaptées à la période visée, ainsi que leurs caractéristiques essentielles.

Ce chapitre porte notamment sur les achats importants d'énergie hydraulique auprès d'Hydro-Québec et du Manitoba. Les dix sources les mieux adaptées en matière de combustibles fossiles sont retenues pour étude. Ces solutions portent notamment sur le charbon, le mazout et le gaz naturel, les processus de conversion existants, et les méthodes de contrôle environnemental qui existent à l'heure actuelle. Les réacteurs de 881 MW de type Darlington et la centrale nucléaire CANDU 3 représentent les solutions envisagées dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Les exigences du réseau font l'objet d'un rapprochement avec les caractéristiques de ces solutions. Sept solutions sont retenues pour l'élaboration du plan des sources majeures d'approvisionnement exposé au chapitre 15.

Les aspects relatifs au choix des emplacements et au transport de l'électricité sont également examinés dans ce chapitre.

Le chapitre 15 (Principaux plans d'approvisionnement) décrit les critères de planification primaires et secondaires et d'autres considérations utilisées pour la formulation et l'évaluation des plans. Le plan des sources majeures d'approvisionnement prévoit notamment des achats d'électricité auprès des sociétés d'électricité, ainsi que la production d'électricité d'origine fossile et nucléaire.

Des plans sont formulés à partir d'ensembles de solutions retenues définies au chapitre 14. Les plans sont ensuite analysés et un plan est retenu à titre de Plan proposé. Deux autres plans possibles et admissibles sont également retenus.

Chapitre 16 : Calcul des coûts épargnés. Ce chapitre présente le mode de calcul des coûts épargnés, en plus de fournir des exemples sur la variation de ces coûts en fonction de facteurs comme le moment de la livraison, l'accroissement de la charge et les plans possibles.

Ce chapitre porte également sur les observations formulées à partir des coûts épargnés pour l'élaboration du plan de gestion de la demande, du plan de production privée et du plan des ressources hydrauliques.

Le chapitre 17 (Plans de l'offre et de la demande) intègre des plans pour la gestion de la demande, la production privée et la production d'hydroélectricité avec les solutions du plan des sources majeures d'approvisionnement.

Trois plans possibles de l'offre et de la demande sont élaborés et l'un est retenu à titre de Plan proposé. Ce chapitre fournit un aperçu des caractéristiques de chaque plan.

Le chapitre 18 (Plans d'action) met l'accent sur les mesures à adopter pour mettre en oeuvre les plans possibles de l'offre et de la demande.

Le chapitre 19 (Approbations) définit les approbations demandées dans le cadre du présent document. Ces approbations portent notamment sur le Plan proposé et les deux plans de rechange possibles.

Annexes : L'Annexe A décrit la Stratégie de planification de l'offre et de la demande. L'Annexe B énumère les documents de consultation. L'Annexe C reproduit un glossaire des termes utilisés dans le présent Rapport.

Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

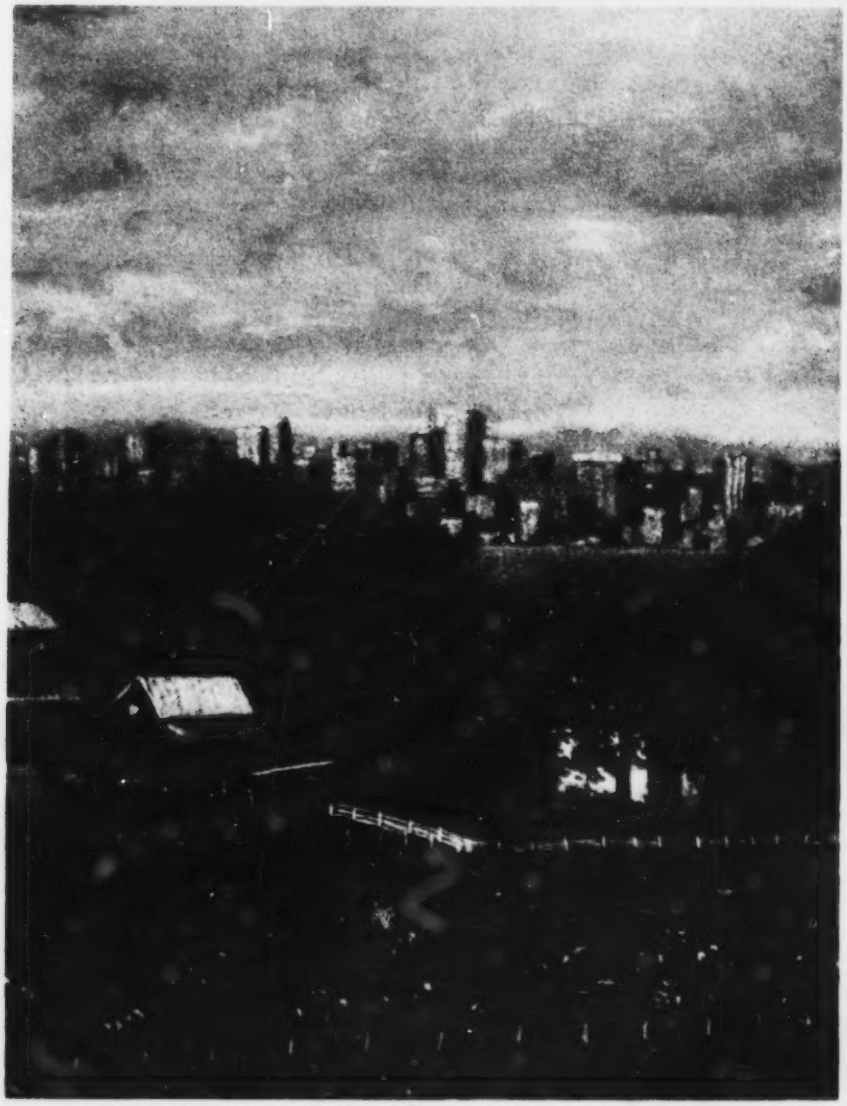
Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état



Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

3 PRÉVISION DE LA CHARGE DE BASE

L'électricité est indispensable pour assurer les nombreux services sur lesquels compte la population de l'Ontario. Dans les foyers, il serait impossible de laver les vêtements, de réfrigérer les aliments, de cuisiner les repas et d'assurer le confort sans électricité.

Le choix du type d'énergie permettant d'assurer ces services et les nombreuses autres fonctions énergétiques au foyer s'effectue dans le cadre de décisions d'achat plus vastes portant sur les appareils électroménagers et l'équipement. Dans certains cas, l'électricité représente la seule solution. Dans d'autres, la commodité, le coût et les économies permettent de fixer le choix du type d'énergie, à choisir entre le mazout, le gaz et l'électricité.

Mais outre le choix du type d'énergie, les décisions d'achat des consommateurs ont des incidences sur le mode d'utilisation de cette énergie. Dans les foyers, la demande d'électricité est le produit de nombreuses décisions en ce qui concerne le choix de l'énergie, l'économie de la consommation et le taux d'utilisation afin de respecter les besoins en matière de services énergétiques.

De même, les entreprises prennent de nombreuses décisions, notamment sur la façon d'éclairer, de chauffer et de climatiser leurs locaux. Les industries s'efforcent d'optimaliser leur consommation énergétique dans le cadre de leur processus de production.

La demande d'électricité est, à tout moment, le résultat des décisions prises par l'ensemble des clients qui cherchent à satisfaire leurs besoins en services énergétiques.

Même si elle s'inspire d'outils analytiques, la prévision de la demande porte essentiellement sur le mode de vie, les valeurs et les activités des particuliers. Les prévisions doivent également tenir compte des progrès et de l'évolution de la technologie.

La prévision de la demande d'énergie électrique vise à prévoir la demande de la clientèle à l'endroit des services assurés par l'électricité, ainsi que la quantité d'électricité nécessaire. L'importance et la nature de l'économie, les prix des types d'énergie concurrentiels et l'évolution des coûts et du rendement du matériel de consommation de l'énergie sont des éléments essentiels du processus de prévision. Il en va de même des incidences de la politique du gouvernement et des activités d'Ontario Hydro qui pourraient avoir une incidence sur les choix énergétiques des clients.

Parce que la prévision de la demande cherche à prédire le comportement des particuliers, l'incertitude fait partie intégrante de ce processus et les prévisions en tiennent compte officiellement. On tient compte de ce facteur en exprimant la prévision sous la forme d'un intervalle, plutôt que sous la forme d'une courbe prévisionnelle unique.

Le Plan de l'offre et de la demande repose sur la prévision de la charge pour décembre 1988. En 1989, Ontario Hydro a mis au point une nouvelle prévision de la charge qui est supérieure à la prévision de décembre 1988. Ce changement témoigne de la nécessité de prévoir un plan assez souple pour tenir compte de l'incertitude dans la prévision de la charge.

La prévision de la charge de base† : point de départ

La planification à long terme commence par une prévision à long terme de la demande.

Dans les services essentiels, la fiabilité de l'alimentation électrique n'est pas seulement un gage de commodité et de confort.

Le présent chapitre énonce la prévision à long terme de la demande d'électricité exprimée par les clients d'Ontario Hydro. La prévision de la charge de base énoncée dans ce chapitre représente la prévision de ce que serait la demande d'électricité si Ontario Hydro n'adoptait pas de mesures d'incitation financière pour influencer la quantité d'électricité utilisée et le moment de son utilisation.

Éléments constitutifs de la prévision de la charge de base

La prévision de la charge de base tient compte de l'amélioration de l'efficacité électrique suscitée par les forces normales du marché. Les particuliers, les entreprises et les industries peuvent décider de se prévaloir du même niveau de service énergétique que celui auquel ils ont été habitués, par exemple, en faisant un usage plus efficace de l'électricité ou en adoptant de nouvelles formes d'énergie. Ces mesures permettent d'accroître ou de décroître la demande d'électricité. Ontario Hydro a toujours fourni à sa clientèle des renseignements sur les techniques d'économie d'énergie; ce service permet d'accélérer l'adoption des formes d'énergie les plus efficaces, notamment l'électricité.

Les progrès techniques permanents et le remplacement normal du matériel qui a atteint la fin de sa durée utile par une technologie moderne plus efficace permettent de réaliser une amélioration de l'efficacité électrique. Des programmes généraux mis au point par Ontario Hydro et les organismes du gouvernement afin de fournir les renseignements dont les consommateurs ont besoin pour profiter des technologies d'amélioration de l'efficacité électrique permettront également de réaliser ces améliorations.

La prévision de la charge de base tient compte de la substitution de la charge par la production privée suscitée par les forces normales du marché. Certains clients, en particulier les industries, réduisent leurs frais en produisant de la vapeur et de l'électricité à partir d'un seul et même combustible (c'est

ce qu'on appelle la «production mixte»†) ou en produisant leur propre électricité. Ces mesures diminuent la demande d'électricité à laquelle Ontario Hydro doit faire face.

La prévision de la charge de base tient également compte des incidences des normes d'efficacité définies par les gouvernements et leurs organismes.

Éléments exclus de la prévision de la charge de base

La prévision de la charge de base ne tient pas compte des incidences éventuelles des programmes suscités par les mesures d'incitation à la gestion de la demande et à la substitution de la charge par la production privée d'électricité. Dans le cadre de sa planification de l'offre et de la demande, Ontario Hydro entend mettre en oeuvre une série de programmes visant à inciter sa clientèle à réduire la demande d'électricité pour la porter à un niveau inférieur à celui auquel elle se serait normalement établie. Pour atteindre cet objectif, Ontario Hydro offre des incitations financières.

Les prévisions de la charge primaire† et de la charge garantie† (exposées dans le chapitre 9) portent sur l'incidence nette prévue des mesures d'incitation financière lancées par Ontario Hydro afin de réduire la charge imposée à son système par la gestion de la demande et la production privée.

Prévisions à long terme

La prévision adopte une perspective de tendance à long terme. Afin de mettre en perspective la demande d'électricité pour les 25 prochaines années, ce rapport examine les tendances et les habitudes au cours de cette durée. La prévision de la charge n'est pas une extrapolation des résultats antérieurs. Elle s'inspire plutôt de l'utilisation d'un modèle économique (démarche de haut en bas) et d'un modèle de consommation ultime (démarche de bas en haut), comme nous le verrons plus loin dans le prochain chapitre.

La prévision de croissance à long terme de la charge est probablement inférieure à une simple extrapolation de la croissance des

Les termes clés de l'électricité : puissance et énergie

L'énergie électrique est un terme qui désigne une quantité, tout comme le kilomètre. Ce terme définit la quantité d'électricité fournie ou consommée. L'unité de mesure utilisée dans le présent rapport est le wattheure.

La puissance électrique désigne un rythme, tout comme le terme «kilomètre à l'heure». Il désigne le rythme auquel l'énergie électrique est fournie ou consommée. L'unité de mesure est le watt.

Dans le contexte de la planification d'un réseau électrique, les quantités utilisées sont beaucoup plus importantes que les watts ou les wattheures. Il est beaucoup plus pratique d'utiliser les termes kilowatt, mégawatt et gigawatt pour la puissance, et kilowattheure, mégawattheure, gigawattheure et térawattheure pour les quantités d'énergie.

Puissance				
1 kilowatt (kW)	=	mille watts		
1 mégawatt (MW)	=	mille kilowatts	=	un million de watts
1 gigawatt (GW)	=	mille mégawatts	=	un milliard de watts
Énergie				
1 kilowattheure (kWh)	=	mille wattheures		
1 mégawattheure (MWh)	=	mille kilowattheures	=	un million de wattheures
1 gigawattheure (GWh)	=	mille mégawattheures	=	un milliard de wattheures
1 térawattheure (TWh)	=	mille gigawattheures	=	un billiard de wattheures

Prévisions* de la demande d'électricité en Ontario

(en pour cent par an, de 1987 à 2000) par divers organismes

Énergie, Mines et Ressources	3,5 %
Ontario Hydro	2,9 %
Ministère de l'Énergie	2,8 %
Data Resources Incorporated	2,7 %
Wharton Econometric Forecasting Associates	2,5 %
Office national de l'énergie	2,5 %
(1,9 % pour la charge primaire, ce qui équivaut à 2,5 % pour la charge de base)	

*En fonction des données les plus récentes publiées en août 1988

Une ville d'envergure mondiale possède des ambitions économiques, culturelles et énergétiques élevées.

Dans les petits villages comme dans les grands centres urbains, le mode de vie des clients dépend de l'énergie.

Grâce à l'électricité, le développement de l'agriculture continue d'être un moteur de la croissance économique.

six dernières années, qui s'explique essentiellement par la reprise qui a suivi la récession de 1982. De plus, si les taux de croissance de la charge régressent au cours des prochaines années en raison d'un ralentissement de l'économie, il ne faut pas s'attendre à ce que cette tendance influence la prévision de croissance à long terme de la charge. Les prévisions à long terme estompent les variations à court terme de la croissance économique, de la demande d'électricité et d'autres variables importantes comme les prix des combustibles.

Du côté de l'offre ou de la demande, le besoin de puissance garantie supplémentaire doit être établi dans une perspective à long terme.

Étant donné que récemment, l'accroissement de la charge a été très substantiel en Ontario, il n'existe pas de groupes importants dont les prévisions de la charge soient nettement inférieures à celles d'Ontario Hydro. En réalité, on a même tendance, pour certains trimestres, à établir une extrapolation à partir du taux de croissance de près de 5 % de la demande au cours des six dernières années. Ontario Hydro est d'avis qu'elle a adopté une perspective équilibrée en formulant sa prévision à long terme de la charge, en distinguant attentivement les éléments cycliques et transitoires de la croissance économique et les modèles d'intensité d'utilisation de l'électricité dans les données rétrospectives disponibles, ainsi que les facteurs essentiels qui suscitent la demande d'électricité à long terme.

RÉTROSPECTIVE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

L'électricité et l'économie depuis la Deuxième Guerre mondiale

Pour comprendre certaines des différences entre les tendances à long terme et les variations à court terme, il est utile d'examiner l'évolution de la demande à court et à long termes. Au cours de la première décennie qui a suivi la Deuxième Guerre mondiale, la demande d'électricité en Ontario a progressé rapidement,

Figure 3-1 **Croissance annuelle absolue moyenne de la consommation d'électricité, par décennie de 1950 à 2010 (TWh)**

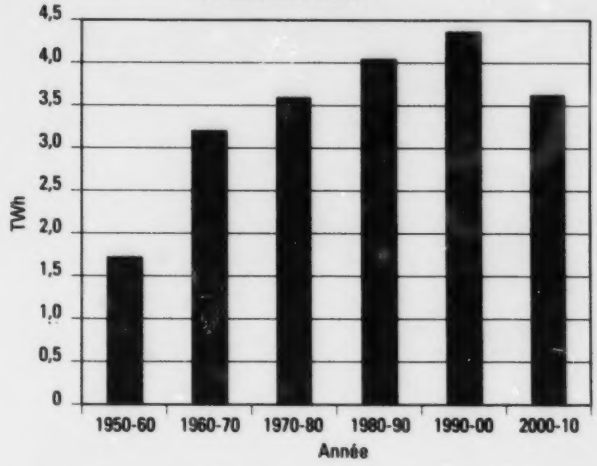
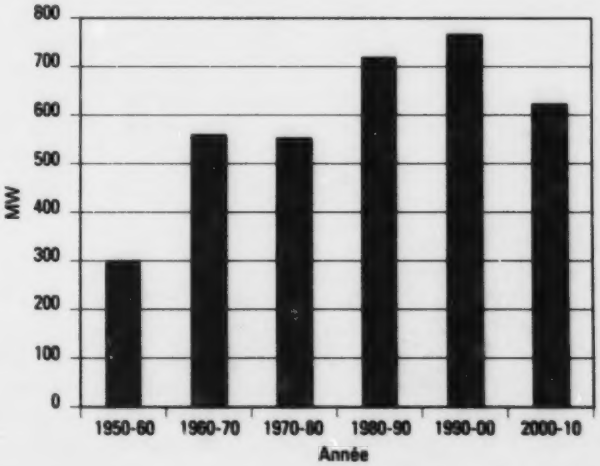


Figure 3-2 **Croissance annuelle absolue moyenne de la crête du réseau, par décennie de 1950 à 2010 (MW)**



atteignant en moyenne un taux de croissance de 9 % par an entre 1946 et 1956, étant donné que la demande avait été refoulée pendant les années de guerre et que le réseau de transport avait été agrandi. Au cours des autres décennies qui ont suivi (soit de 1956 à 1976), le rythme de croissance s'est légèrement replié, atteignant en moyenne un rythme constant de 6,7 % par an. Puis, de 1976 à 1988, le taux de croissance annuel moyen de la demande a brusquement reculé pour s'établir à 3,3 %.

On peut également examiner la progression des ventes d'électricité sous l'angle de la quantité absolue d'électricité demandée. Envisagée sous cet angle, la croissance a été beaucoup plus stable. Malgré certaines variations, la croissance absolue s'est chiffrée, en moyenne, à environ trois térawattheures et demi d'énergie et à 600 mégawatts de puissance maximale appelée par an depuis 1960, comme en témoignent les Figures 3-1 et 3-2.

Ces tendances de croissance générale sont liées au rendement des trois facteurs clés de la croissance de la demande d'électricité, soit l'activité économique, les prix de l'électricité et les tarifs des énergies concurrentes. Dans chaque cas, il existe de vifs contrastes entre leur rendement au cours des 30 premières années qui ont suivi la Deuxième Guerre mondiale et pendant la dernière décennie ou plus.

Au cours de ces 30 premières années, l'Ontario a connu pendant longtemps une période marquée par une croissance économique relativement rapide, au cours de laquelle elle s'est dotée d'une plus grande partie de son infrastructure industrielle moderne.

En même temps, les prix de toutes les formes d'énergie se repliaient, en chiffres réels, à raison d'environ 2 % par an. Grâce à cette tendance, la croissance des ventes d'électricité,

La croissance de l'électricité par secteur d'activité

L'analyse des perspectives d'accroissement de la charge apporte de nombreux avantages, aussi bien pour l'établissement des prévisions que pour la conception des programmes de gestion de la demande, puisqu'elle déborde l'analyse de l'ensemble des données sur les ventes d'électricité et qu'elle permet d'examiner les tendances des ventes d'électricité par secteur d'activité. Les éléments de la consommation d'électricité par secteur sont représentés dans les Figures 3 et 4. (Dans ces figures, les définitions utilisées sont les mêmes que celles du chapitre 7 pour les estimations de l'incidence de la gestion de la demande.) La Figure 3-5 trace la rétrospective des ventes d'électricité dans les secteurs des ménages, des commerces et des industries pour les années 1962 à 1987. Nous présentons ci-après quelques exemples des tendances complexes exprimées dans ces données.

Au cours de cette période, la caractéristique la plus remarquable de la croissance sectorielle de la charge est la progression très rapide du secteur des commerces par rapport au secteur des industries de 1962 à 1977. Au cours de cette période, même si la consommation totale de la charge de réseau s'est doublée à 88 %, la progression a atteint 10,4 % dans le secteur des commerces, 6,1 % dans les ménages et 4,2 % dans les industries. À la fin des années 1970, en raison d'une croissance élevée, le secteur des commerces a été classé presque ex aequo avec le secteur des industries pour la consommation d'électricité. Depuis 1977, la demande d'électricité dans les trois secteurs a progressé, en moyenne, à peu près au même rythme.

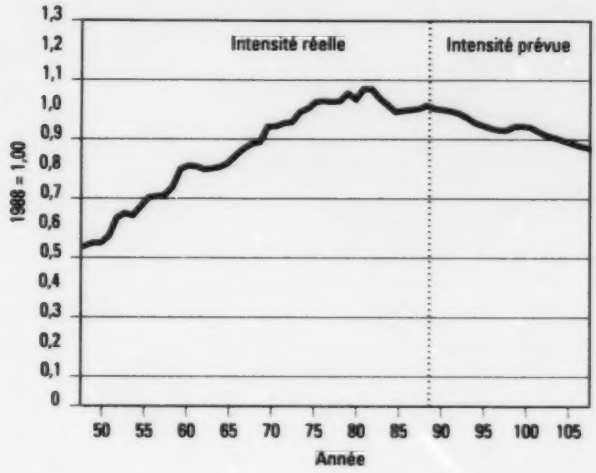
Entre 1962 et 1977, le rythme élevé de croissance dans le secteur des commerces n'a pas été attribuable à l'accélération de la croissance du PIB réel dans le secteur des commerces; dans les commerces et les industries, le PIB a progressé à peu près au même rythme au cours de cette durée. L'intensité de la consommation d'électricité dans le secteur des commerces s'est plutôt accrue de façon spectaculaire, alors que celle du secteur des industries a légèrement diminué. La construction d'immeubles à usage commercial s'est déroulée de façon extrêmement rapide et a été particulièrement vigoureuse pour le secteur public, par exemple les écoles et les hôpitaux. Ces immeubles ont fait augmenter considérablement la demande d'électricité, tout en apportant un concours modeste à la croissance économique évaluée. D'autres tendances ont également favorisé l'électrification rapide du secteur des services au cours de cette époque.

La part de l'électricité consommée par le secteur des industries a fléchi pour passer de 51 % en 1962 à 38 % en 1977; elle a continué de s'inscrire à ce niveau jusqu'à nos jours. Ce recul s'explique essentiellement par les économies de chaleur et l'évolution de la composition du secteur industriel, qui ont brusqué le recul de l'intensité globale de la consommation énergétique dans ce secteur. L'électricité a accru sa part dans ce marché par rapport aux combustibles. Cependant, le taux de croissance de l'électricité n'a pas suivi le rythme de la production industrielle.

Au cours des 25 dernières années, la consommation d'électricité dans les ménages a progressé à peu près au même rythme que l'ensemble de la demande. Ce schème de croissance est le produit de nombreuses tendances divergentes. De 1962 à 1976, la consommation d'électricité dans les ménages a progressé deux fois plus rapidement que le nombre de logements. Deux grandes tendances ont dominé cette période : dans les nouveaux logements, le chauffage électrique, qui s'établissait essentiellement à zéro, s'est élevé à environ 11 % et les achats de gros appareils électroménagers consommateurs d'énergie, par exemple les cuisinières électriques et les laveuses, ont considérablement augmenté. De 1976 à 1988, la consommation d'électricité par foyer et par rapport au revenu a été relativement égale. Les économies réalisées sur la consommation des électroménagers et les améliorations de l'isolation des habitations chauffées à l'électricité ont été éclipsées par l'augmentation soutenue :

- de la part de l'électricité dans le chauffage des nouvelles habitations (qui est passée à 28 %);
- de la superficie des nouvelles habitations chauffées à l'électricité (bonne qui a atteint environ 200 pieds carrés en 15 ans); et
- de l'adoption, par les consommateurs, d'électroménagers comme les séchoirs, lave-vaisselle et climatiseurs.

Figure 3-3 **Intensité d'utilisation de l'électricité en Ontario**
(en kWh par dollar constant du PIB réel indexé à 1,0 en 1988)



en s'inscrivant à 7,4 % par an, a dépassé la croissance économique, qui a atteint en moyenne 4,7 % par an à partir de la fin des années 1940 jusqu'au choc pétrolier du milieu des années 1970.

Depuis cette époque, les fortes variations des prix des produits de base, le mazout en particulier, et les importantes fluctuations du rythme de l'inflation dans les pays industrialisés ont eu tendance à amortir la croissance de l'économie. En outre, les prix réels de l'électricité ont augmenté à un niveau cependant moins rapide que les autres formes d'énergie.

Depuis le milieu des années 1970, la croissance moyenne des ventes annuelles d'électricité, en s'établissant à 3,3 %, correspond à la progression de l'économie, qui s'inscrit elle aussi à 3,3 %.

Comme l'indiquent ces données, au contraste du rendement économique entre les 30 premières années qui ont suivi la Deuxième Guerre mondiale et les 15 dernières années, correspond un contraste de l'accroissement des ventes d'électricité au cours des mêmes époques. Cette évolution met en relief l'importance du changement de la relation entre la croissance économique globale et la demande d'électricité.

Évolution de l'intensité d'utilisation de l'électricité†

La quantité d'électricité consommée (en kilowattheures) par dollar constant du produit intérieur brut (PIB) réel constitue un baromètre de l'intensité d'utilisation de l'électricité au sein de l'économie ontarienne. La Figure 3-3 présente, de 1947 à 1988, l'évolution de ce ratio, indexé à 1,0 en 1988. Ce graphique indique que l'intensité d'utilisation de l'électricité en Ontario a augmenté presque chaque année jusqu'en 1982, a fléchi pendant cinq ans, puis s'est remise à monter. À l'heure actuelle, l'intensité d'utilisation de l'électricité de l'économie ontarienne atteint presque le double de celle de la fin de la Deuxième Guerre mondiale. Presque la moitié de l'accroissement de l'intensité de l'utilisation de l'électricité intervenu au cours de cette période s'était déjà produite avant 1960. Depuis, le rythme de l'accroissement de l'intensité est beaucoup plus lent. En réalité, la réduction intervenue au milieu des années 1980 a été suivie, en 1988, par un rétablissement de cet indice au niveau de 1975.

L'accroissement de la population et de la richesse économique entraînent une augmentation de la demande.

L'intensité de la consommation évolue quand cette consommation progresse à un rythme différent de la croissance économique. Cette tendance s'explique par de nombreuses raisons. Les choix du consommateur (souvent motivé par les prix), qui décide d'utiliser l'électricité plutôt que des combustibles, de modifier le niveau de service électrique dans les cas où l'électricité n'a pas de substitut, et de changer ses habitudes d'économie d'électricité, représentent plusieurs facteurs importants qui motivent le changement que connaît l'intensité de la consommation. L'évolution de l'éventail des activités économiques peut également produire une incidence importante sur l'intensité de la consommation.

Le rapport entre le taux de croissance de la consommation de l'électricité et le taux de progression du PIB réel, qui témoigne de l'évolution de l'intensité de la consommation, est une caractéristique importante de la prévision de la charge.

FACTEURS DE PRÉVISION

Tendances importantes motivant la croissance
Les prévisions du niveau général de l'activité économique (PIB), le prix de l'électricité et les tarifs des combustibles concurrents sont les trois facteurs les plus importants dans les modèles de la demande d'électricité à long terme. En règle générale, le niveau prévisionnel de l'activité économique permet d'établir la demande future exprimée à l'endroit des services énergétiques. Les variables des prix de l'énergie influencent les décisions du consommateur en ce qui concerne les combustibles, le niveau de consommation et les économies réalisées grâce au matériel.

Croissance de l'économie
À long terme, le taux de croissance de l'économie dépend de l'accroissement de la main-d'oeuvre et de sa productivité, soit le résultat de l'activité économique par travailleur. Dans cette section, nous examinerons l'accroissement de la main-d'oeuvre et la

Figure 3-4 A **Répartition de la consommation de l'électricité en Ontario (1987)**
Foyers

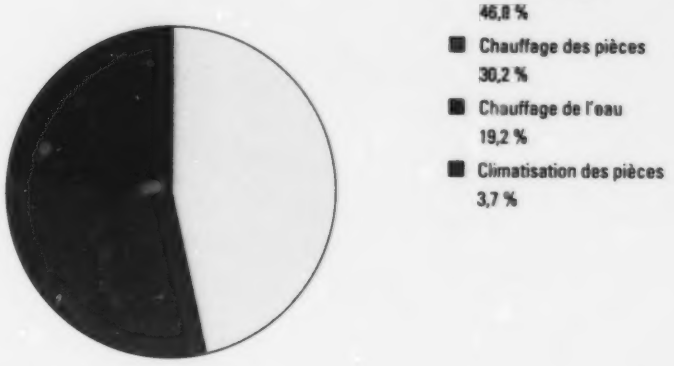


Figure 3-4 B **Répartition de la consommation de l'électricité en Ontario (1987)**
Commerces

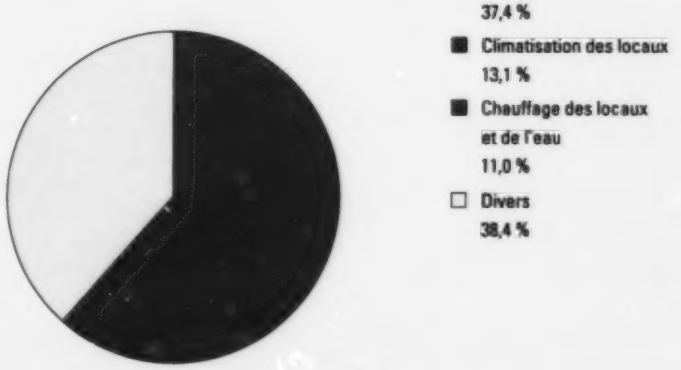


Figure 3-4 C **Répartition de la consommation de l'électricité en Ontario (1987)**
Industries

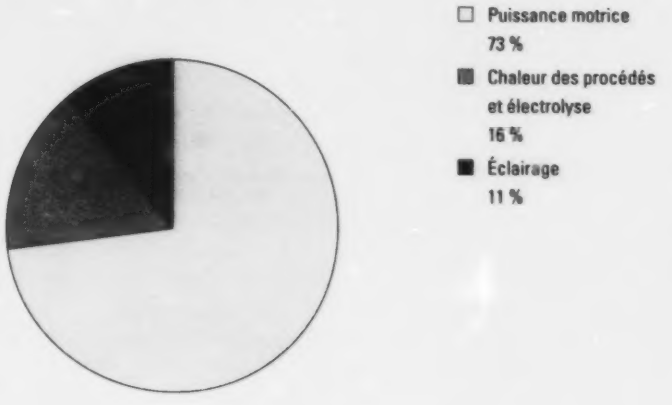
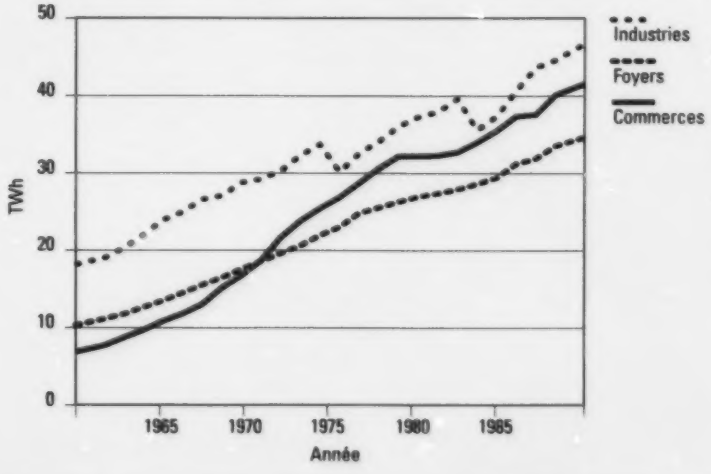


Figure 3-5 **Croissance sectorielle de la demande d'électricité en Ontario (1962-1988)**



Les trois principaux facteurs de la croissance de la consommation

1. **Niveau général de l'activité économique (PIB);**
2. **Prix de l'électricité; et**
3. **Prix des formes d'énergie concurrentes.**

productivité, deux facteurs de croissance économique. Nous y examinerons également les tendances récentes et rétrospectives à long terme, en plus de présenter les prévisions d'Ontario Hydro en ce qui concerne la main-d'oeuvre et la productivité, de même que les perspectives du PIB réel déterminées par ces deux facteurs.

Croissance de la main-d'oeuvre

Au cours des 30 années de forte croissance économique qui ont suivi la Deuxième Guerre mondiale, la main-d'oeuvre ontarienne a progressé très rapidement. La réintégration des militaires après la guerre, les forts courants d'immigration qu'a connus l'Ontario au cours des années 1950 et 1960, l'arrivée de la génération de l'explosion démographique sur le marché du travail (qui a atteint son point culminant au début des années 1970) et l'accroissement de la participation des femmes sur le marché du travail ont été les principaux facteurs qui ont favorisé cette croissance.

Depuis le milieu des années 1970, la génération issue de l'«explosion démographique» participe de moins en moins à l'accroissement de la main-d'oeuvre; au cours de la même période, l'immigration au Canada a fléchi proportionnellement à l'évolution de l'ensemble de la population. Même si le taux de participation des femmes à la main-d'oeuvre a continué de s'accroître considérablement (Figure 3-6), il n'empêche que le taux de croissance de la main-d'oeuvre, qui s'est établi à 2,3 % par an au cours des 15 dernières années, s'est ralenti de 1 % par rapport aux 30 années précédentes. Cette régression explique une partie du ralentissement

Les taux d'accroissement de la main-d'oeuvre, qui expliquent l'orientation économique à long terme, régressent de façon assez constante au cours de la période du Plan, puisqu'ils passent de plus de 2 % par an à la fin des années 1980 à 1 % par an d'ici au tournant du siècle, puis à presque 0 % par an au-delà de 2010. Cette tendance est essentiellement le résultat naturel du vieillissement de la génération issue de l'explosion démographique et de la saturation du taux de participation des femmes au marché du travail.

du taux de croissance de l'économie dont nous avons fait état auparavant pour cette période.

Étant donné que la main-d'oeuvre représente la part de l'ensemble de la population dont l'âge est compris entre 16 et 65 ans et qui recherche actuellement du travail, les prévisions d'Ontario Hydro en ce qui concerne les taux de croissance éventuels de la main-d'oeuvre proviennent d'une prévision de la population réalisée selon un modèle démographique détaillé pour la province. Ce modèle, qui a pour point de départ un profil de la population ontarienne en fonction de l'âge et du sexe, tient compte des tendances prévisionnelles de la natalité, de la mortalité, des résultats nets du courant d'immigration dans la province et des taux de participation de la main-d'oeuvre.

Les taux d'accroissement de la main-d'oeuvre, qui expliquent l'orientation économique à long terme, régressent de façon assez constante au cours de la période du Plan, puisqu'ils passent de plus de 2 % par an à la fin des années 1980 à 1 % par an d'ici au tournant du siècle, puis à presque 0 % par an au-delà de 2010. Cette tendance est essentiellement le résultat naturel du vieillissement de la génération issue de l'explosion démographique et de la saturation du taux de participation des femmes au marché du travail.

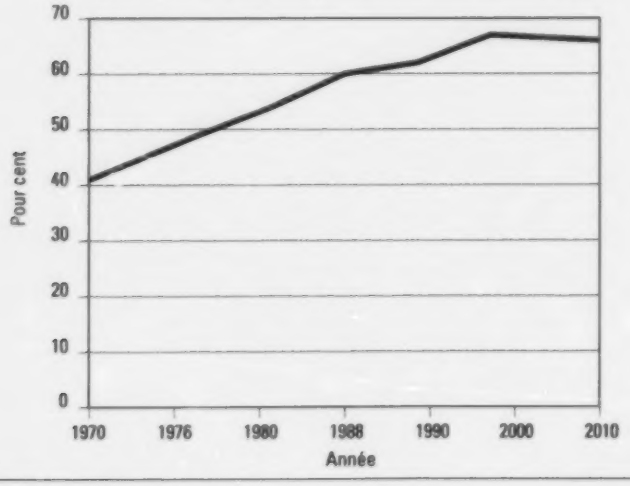
La Figure 3-7 donne un aperçu des prévisions de croissance de la main-d'oeuvre.

Accroissement de la productivité

De 1945 à 1975, l'économie ontarienne s'est rapidement industrialisée. Le passage d'une économie agricole à une économie industrielle s'est accompagné d'une hausse de la productivité par travailleur. Dans les exploitations agricoles comme dans l'industrie, la mécanisation et d'autres perfectionnements de la technologie ont permis d'accroître la productivité des travailleurs.

Les tendances de l'accroissement de la productivité suivent une évolution analogue aux taux de croissance de la main-d'oeuvre. Dès après la guerre, et ce jusqu'au début des années 1970, l'accroissement de la productivité

Figure 3-6 **Taux de participation des femmes au marché du travail en Ontario**



	PIB réel de l'Ontario	Accroissement de la main-d'oeuvre	Emploi	Productivité
1980–1988[1]	4,3	2,1	2,3	1,9
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1988–2000[2]	3,2	1,5	1,6	1,6
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1988–2010	2,7	1,1	1,2	1,6

[1] [illegible]
[2] [illegible]

	Électricité	Gaz naturel	Mazout
1980–1988	0,5 %	–0,2 %	2,2 %
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1988–2000	–0,2 %	1,8 %	1,2 %
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1988–2010	–0,2 %	1,5 %	1,0 %

Source : [illegible]

a été élevé, en s'établissant en moyenne à 1,8 % par an. Depuis, le taux de croissance de la productivité par travailleur a été nettement inférieur à la moyenne à long terme, atteignant environ 0,7 % en moyenne chaque année. L'accroissement de la productivité a stagné en Ontario entre 1972 et 1982.

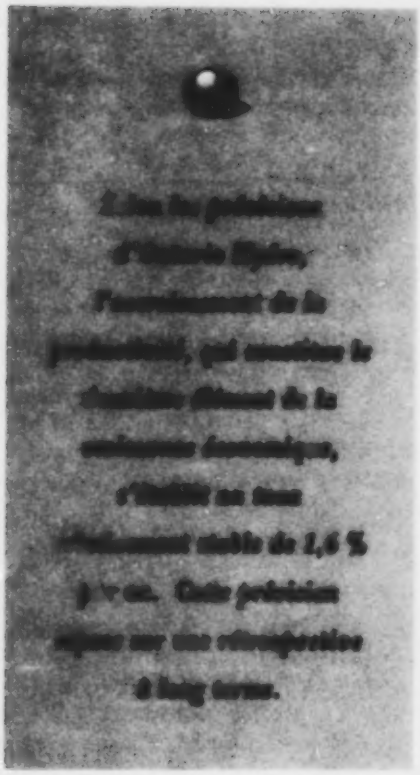
Selon les prévisions d'Ontario Hydro, l'accroissement de la productivité, qui constitue le deuxième élément de la croissance économique, s'établit au niveau relativement stable de 1,6 % par an. Cette prévision repose sur une rétrospective à long terme.

Ce rythme n'est que légèrement inférieur à celui qui a marqué la période de forte industrialisation après la Deuxième Guerre mondiale. Les prévisions économiques à long terme permettent de conclure que les facteurs qui ont suscité le rendement terne de la productivité au cours des années 1970 ne sont pas des indices pour l'avenir. Par ailleurs, l'accroissement de l'importance du secteur des services au cours de la période du Plan, par rapport à la moyenne de l'après-guerre, diminue légèrement l'accroissement de la productivité prévue, compte tenu de la tendance à un ralentissement de cet indice dans le secteur des services par rapport au secteur de la production des biens.

Croissance réelle du PIB

Pour prévoir les perspectives de croissance à long terme de l'économie, Ontario Hydro regroupe ses prévisions sur l'accroissement de la main-d'oeuvre et la croissance de la productivité pour dégager les résultats reproduits à la Figure 3-7. D'ici à la fin du siècle, Ontario Hydro s'attend à ce que le PIB réel de la province progresse au rythme annuel moyen de 3,2 % par an; les gains de productivité et l'accroissement de la main-d'oeuvre expliquent en parts à peu près égales cette croissance. Au-delà de l'an 2000, l'accroissement devrait s'établir à environ 1 % de moins, en raison du fléchissement des taux de progression de la main-d'oeuvre.

Le vif contraste entre les prévisions de croissance économique à long terme et le



rendement exceptionnel de l'économie ontarienne au cours de la période de 1982 à 1988, à l'époque où le PIB réel a progressé à près de 6 % par an, mérite examen. La divergence entre les résultats récents et les perspectives à long terme témoigne éloquemment de la nécessité de retenir une rétrospective de longue durée pour établir, dans le cadre de ce Plan, des prévisions qui tiennent compte de l'avenir le plus lointain possible.

Depuis 1982, l'accroissement de la main-d'oeuvre et de la productivité sont attribuables à des facteurs qui ne sont pas valables à long terme et qui ne justifient pas, par conséquent, l'extrapolation des tendances des six dernières années.

En 1982, l'Ontario a connu sa plus grave récession depuis la Crise. L'activité économique s'est repliée de 4,2 % et le taux de chômage a atteint en moyenne 10,3 %. Depuis, l'économie ontarienne s'est rétablie de façon absolument spectaculaire, surpassant tous les cycles économiques ontariens depuis 50 ans. Cette reprise s'explique par un certain nombre de causes qui ne pourront se répéter au cours des prochaines années.

Dans une économie caractérisée par le plein-emploi (où le taux de chômage atteint environ 4 %), l'accroissement de la main-d'oeuvre et la progression de l'emploi sont identiques. De 1982 à 1988, la progression de l'emploi (3 %) a été beaucoup plus élevée que l'accroissement de la main-d'oeuvre (2,2 %). La réintégration du bassin important de travailleurs en chômage a permis cette progression. Au fur et à mesure de cette réintégration, le taux de chômage est passé de 10,3 % à 5 % environ. L'essor imprimé à la main-d'oeuvre par la rentrée des travailleurs de l'Ouest en raison de l'effondrement des cours du mazout, et une part beaucoup plus élevée que la normale de l'immigration nationale expliquent essentiellement l'augmentation de la main-d'oeuvre. Sauf, peut-être, l'immigration externe, ces élans supplémentaires donnés à la main-d'oeuvre ne produiront plus leurs effets au cours des prochaines années.

De 1982 à 1988, la croissance de la productivité a également été très élevée (2,7 %) et témoignait de conditions propres à la reprise, notamment l'utilisation d'une capacité industrielle inerte, la reprise des investissements après une longue période de léthargie à partir de la fin des années 1970, et la diminution des frais de production, grâce à la baisse marquée des prix du mazout et du gaz naturel.

Dans ses prévisions à long terme du PIB, Ontario Hydro a tenu compte des éléments cycliques de la croissance au cours des six dernières années, en plus de retenir une rétrospective de plus longue durée.

Prix de l'électricité et des combustibles concurrents

Le prix de l'électricité, aussi bien en chiffres absolus que relatifs, par rapport aux autres formes d'énergie, est un autre facteur essentiel de la demande d'électricité. La Figure 3-8 donne un aperçu de la tendance prévue des prix réels de l'électricité.

Ces prix ont fléchi d'environ 30 % dès après la Deuxième Guerre mondiale, puis se sont repliés de façon constante, à raison d'environ 1,5 % par an, jusqu'au milieu des années 1970, ce qui a favorisé l'accroissement de la consommation. De 1976 à 1977, les prix de détail réels pour les particuliers ont remonté d'environ 25 % et sont assez stables depuis. Compte tenu de la prévision relativement stable des prix de l'électricité au cours des vingt prochaines années, les variations de ces prix n'ont qu'une incidence faible sur la prévision de la charge.

Avant l'achèvement, en 1959, du pipeline transcanadien, le marché ontarien de l'énergie était dominé par le mazout, l'électricité et le charbon. Le réseau de transport du gaz naturel s'est étendu rapidement aù cours des 30 dernières années; à l'heure actuelle, le gaz naturel permet de répondre à environ 35 % de l'ensemble des besoins énergétiques de la province. L'extension de l'utilisation du gaz naturel s'est faite essentiellement au détriment du mazout et du charbon. La consommation du charbon est actuellement limitée à quelques très grandes industries. Étant donné l'accroissement rapide des prix du mazout et du gaz à la fin des années 1970, l'attrait de l'électricité s'est considérablement accru dans le secteur du chauffage des locaux. L'électricité a accompli des progrès importants dans les domaines où le gaz naturel était absent.

De 1974 à 1983, les prix du gaz naturel ont largement doublé; pourtant, le gaz naturel a continué de concurrencer l'électricité dans le secteur du chauffage. Dans les foyers, les prix du gaz naturel ont baissé de 20 % par rapport au sommet atteint en 1983; selon l'hypothèse retenue pour l'élaboration de la prévision de la charge de décembre 1988, les prix devraient se rétablir à ce niveau vers la fin du siècle. Dans l'intervalle en deçà duquel ils devraient varier, les prix du gaz naturel ont également peu d'influence sur la demande

prévisionnelle d'électricité. Les prix du gaz utilisés pour mettre au point les estimations des solutions d'accroissement de l'offre reposent sur des données mises au point en 1989 et sont représentés au chapitre 14. La différence dans les hypothèses retenues pour les prix du gaz devrait avoir peu d'effet sur la prévision de la charge.

Étant donné la baisse de l'utilisation du mazout dans le chauffage des locaux en Ontario, l'évolution relative des prix du mazout a une incidence directe faible sur la prévision de la charge d'électricité. Cependant, les prix du mazout pourraient influencer indirectement cette charge. Dans l'éventualité où ils s'accroîtraient brusquement, les prix du mazout pourraient ralentir l'activité économique et diminuer la demande d'électricité.

LA PRÉVISION À LONG TERME DE LA CHARGE

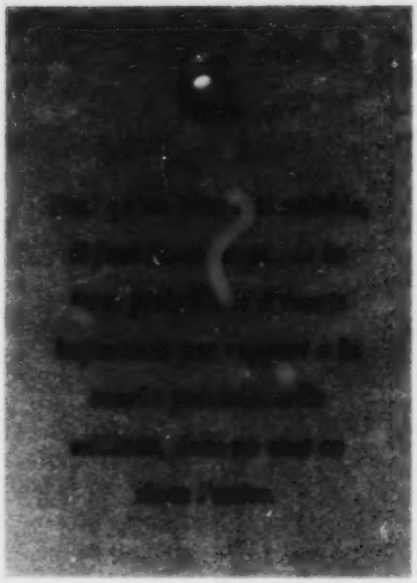
Prise en compte de l'incertitude dans la prévision à long terme

Les prévisions des facteurs essentiels de la charge prévisionnelle à long terme sont soumises à l'incertitude. L'électricité est présente dans tous les aspects de l'économie; elle est donc vulnérable à l'ampleur et à la nature de l'ensemble des activités économiques. Même si, à plus long terme, certaines tendances de l'économie se stabilisent, elles restent assez volatiles, comme en témoigne le caractère variable de la conjoncture économique du siècle en cours, ou même de la décennie qui est sur le point de s'achever. Cette conjoncture a en effet été tantôt explosive, tantôt terne. En outre, pour prévoir la demande, il faut faire des prédictions sur les choix exercés par les consommateurs, ce qui ajoute à l'incertitude.

Pour planifier les besoins en électricité de demain, il faut tenir compte de la part importante d'incertitude qui règne sur chaque prévision et s'y adapter. Pour qu'un plan soit valable, il faut tenir compte de la forte probabilité d'écarts importants par rapport à la courbe prévisionnelle médiane, dans un sens ou dans l'autre.

L'intervalle de prévision de la charge

Pour tenir compte de l'incertitude de la prévision de la charge, nous avons prévu une distribution complète de la probabilité pour chaque année de la période du Plan, pour



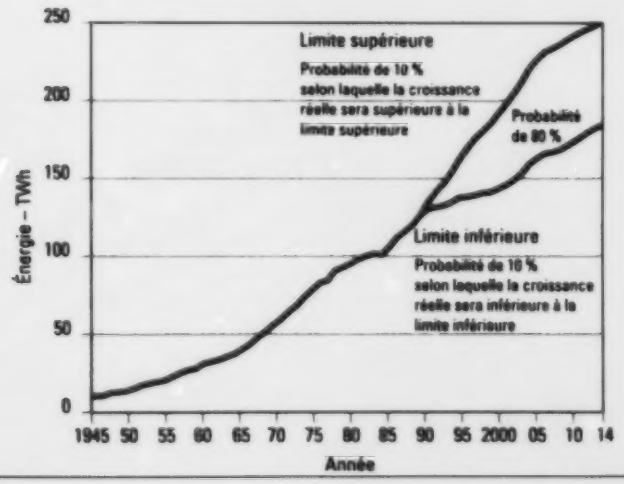
favoriser la mise au point de plans souples. Ontario Hydro vise à élaborer un plan adapté à un intervalle de prévision qui recouvre 80 % des résultats prévus en ce qui concerne l'accroissement de la charge. Le calcul du facteur de l'incertitude dans les prévisions de la charge tient compte des incertitudes relatives à la croissance économique et à la consommation de l'électricité.

Il en résulte, ultimement, une distribution de la probabilité pour la demande énergétique de base au cours de la période du Plan. La Figure 3-9 représente l'intervalle de prévision au niveau de confiance de 80 %.

En d'autres termes, selon les estimations, il existe une probabilité de 10 % que la croissance réelle de la charge dépasse la limite supérieure de l'intervalle; de même, il existe une probabilité de 10 % selon laquelle cette croissance pourrait être inférieure à la limite inférieure de l'intervalle; le reste de la probabilité, soit 80 %, est compris dans l'intervalle de prévision.

La Figure 3-10 représente la prévision de la charge de base d'énergie, pour 1988, en kilowattheures par an pour l'intervalle de prévision.

Figure 3-9 **Prévision de la charge de base d'énergie pour 1988**
Intervalle de prévision



Intervalle de prévision de la puissance de pointe de base en 1988 - GW

Année	Courbe inférieure (10 %)*	Courbe médiane (50 %)*	Courbe supérieure (90 %)*
1990	22,6	24,0	25,1
2000	28,3	31,7	36,4
2010	31,7	37,9	42,5

* Probabilité estimative selon laquelle le résultat réel sera inférieur à la quantité prévue.

Intervalle de prévision de la charge de base pour 1988

Année	Courbe inférieure (10 %)*	Courbe médiane (50 %)*	Courbe supérieure (90 %)*
1989	132	137	142
1990	133	140	147
1991	135	145	154
1992	137	151	162
1993	138	155	169
1994	139	159	178
1995	141	163	180
1996	141	165	185
1997	143	169	192
1998	146	174	199
1999	149	178	205
2000	153	184	212
2001	159	192	221
2002	163	196	227
2003	166	201	231
2004	167	202	234
2005	168	205	236
2006	171	208	240
2007	174	211	242
2008	176	214	245
2009	181	217	247
2010	185	220	250
2011	188	224	252
2012	191	227	255
2013	194	230	257
2014	197	234	260

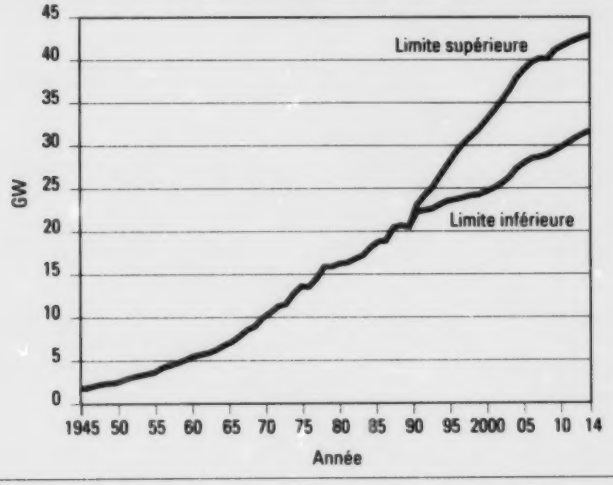
* Probabilité estimative selon laquelle la consommation énergétique réelle sera inférieure à la quantité prévue.

Année	Courbe inférieure (10 %)*	Courbe médiane (50 %)*	Courbe supérieure (90 %)*
1989	22,7	23,2	24,0
1990	22,5	23,8	24,9
1991	22,8	24,5	26,0
1992	23,2	25,5	27,4
1993	23,5	26,3	28,7
1994	23,7	26,9	29,9
1995	23,9	27,5	30,8
1996	24,2	28,1	31,9
1997	24,2	28,7	32,6
1998	24,7	29,4	33,8
1999	25,1	30,2	34,8
2000	25,7	31,1	36,0
2001	26,6	32,3	37,4
2002	27,8	33,3	38,8
2003	28,2	34,1	39,5
2004	28,7	34,5	40,1
2005	28,6	34,9	40,6
2006	29,0	35,4	41,1
2007	29,6	35,9	41,6
2008	30,1	36,4	42,1
2009	30,7	32,0	42,5
2010	31,2	37,5	42,9
2011	31,9	38,1	43,3
2012	32,4	38,6	43,8
2013	33,0	39,2	44,2
2014	33,5	39,8	44,7

* *Probabilité estimative selon laquelle la puissance de pointe sera inférieure à la quantité prévue*

Remarque : En janvier 1989, la crête de 20 minutes a atteint 23,1 GW.

Figure 3-13 **Prévision de la charge de base pour 1988**
Intervalle de puissance de pointe de 20 minutes en décembre



Prévision de la charge de base pour 1988

Période	Courbe inférieure (10 %)*	Courbe médiane (50 %)*	Courbe supérieure (90 %)*
1987–1995	1,34	3,19	4,54
1987–2000	1,47	2,93	4,05
1987–2010	1,66	2,44	3,00
1987–2014	1,88	2,30	2,71

* *Probabilité estimative selon laquelle la consommation énergétique réelle sera inférieure à la quantité prévue*

Prévision de la charge de base pour 1988

Période	Courbe inférieure (10 %)*	Courbe médiane (50 %)*	Courbe supérieure (90 %)*
1987–2000	2,0	4,4	6,6
2000–2014	3,2	3,8	3,4
1987–2014	2,6	4,0	4,9

* *Probabilité estimative selon laquelle la consommation énergétique réelle sera inférieure à la quantité prévue.*

Nous avons établi un intervalle de prévision non seulement pour l'énergie, mais également pour la puissance de pointe. La Figure 3-11 énonce les valeurs de la prévision de la charge de base pour la puissance de pointe de 20 minutes en décembre pour certaines années.

Le document de référence intitulé «Prévision de la charge 881212» renferme de plus amples renseignements sur la prévision de la charge. Les détails relatifs à l'élaboration de l'intervalle de prévision sont exprimés dans le rapport de référence intitulé «Uncertainty in the Load Forecast». Dans le texte de ce rapport, on indique la demande pour la crête annuelle de l'année civile, qui survient généralement en décembre. Cependant, pour les besoins de la planification, il est plus pratique de tenir compte de la crête hivernale qui intervient le jour le plus froid, généralement en janvier. Jusqu'à la fin du présent rapport, nous indiquons les données relatives à la charge de pointe pour la crête de 20 minutes en janvier. Par exemple, la crête de janvier 1990 correspond au jour de pointe de l'hiver 1989-1990.

La Figure 3-12 indique la prévision de la charge de base pour la crête de janvier au titre de chaque année de la période du Plan.

La Figure 3-13 représente le tracé de l'intervalle pour la prévision de la charge de pointe.

Compte tenu des prévisions économiques sous-jacentes exposées dans la Figure 3-7 pour ce qui est de la croissance économique, la main-d'oeuvre, l'emploi et la productivité de la province, la croissance de la charge de base selon la courbe médiane devrait, selon les prévisions, atteindre en moyenne 2,9 % par an de 1987 à l'an 2000 et 2,4 % par an de 1987 à 2010 (Figure 3-14). La demande de pointe de janvier passe de 22,6 GW en 1988 à 31,1 GW en l'an 2000 (710 MW par an), puis à 39,8 GW en 2014 (620 MW par an à partir de l'an 2000). En termes énergétiques, l'accroissement de la prévision passe de 126,5 térawattheures en 1987 à 184,1 en 2000 (4,4 TWh par an) et à 233,8 en 2014 (3,6 TWh par an à partir de l'an 2000).

Jusqu'en l'an 2000, le taux de croissance de la demande de base fléchit pour passer de 3,5 % par an en moyenne au cours des cinq premières années de la prévision (de 1988 à 1993) à 2,5 % par an pour les cinq dernières années. Depuis 1980, l'accroissement de la charge a atteint en moyenne 3,7 % par an; cette progression a cependant été plus vigoureuse depuis la récession de 1982, puisqu'elle s'est établie à 4,9 %. Nous avons déjà indiqué les raisons pour lesquelles il est peu probable que le taux de croissance annuel de l'économie pour la période de 1982 à 1988 se répète pendant encore cinq ans. Les prévisions établies par Ontario Hydro au sujet de la baisse du taux de croissance de l'électricité tiennent compte du ralentissement de la croissance de l'économie au cours des années 1990 (3,2 %), par rapport aux années 1980 (4,3 %). Le ralentissement de la croissance de la productivité, de la population et de la main-d'oeuvre explique essentiellement ce repli. Les tendances de l'intensité de la consommation d'électricité sont également importantes; elles font l'objet de la section suivante.

Malgré le repli prévu de la croissance annuelle de l'électricité, l'accroissement en chiffres absolus de la consommation énergétique et de la demande de pointe devrait, selon les prévisions, demeurer à un niveau relativement constant. Les Figures 3-1 et 3-2 représentent la croissance moyenne pour les décennies à partir de 1950 jusqu'à l'heure actuelle, ainsi que la croissance prévisionnelle absolue jusqu'en l'an 2010. La Figure 3-15 exprime la croissance prévisionnelle moyenne absolue de la consommation énergétique.

Croissance de l'électricité et de l'économie

Depuis 1980, la demande d'électricité s'est accrue au taux annuel moyen de 3,7 %, alors que l'économie a progressé de 4,3 %. Le ratio entre ces deux taux de croissance s'établit à 86 %.

Au sein de cette période, deux intervalles contrastent vivement. De 1982 à 1986, la demande d'électricité n'a augmenté qu'à raison de 70 % de la croissance de l'économie; cependant, au cours des deux dernières années, elle a représenté environ 120 % de la croissance économique.

Cette variation de l'intensité de la consommation d'électricité par rapport à la croissance économique est en partie attribuable à l'incidence de l'explosion des mises en chantier dans les secteurs commercial et résidentiel de 1986 à 1988, après une activité très léthargique de 1982 à 1985. Ces taux élevés de mise en chantier ont été nettement supérieurs aux taux à long terme et compensent, d'une certaine façon, les niveaux léthargiques de mise en chantier de logements au cours de la première moitié des années 1980, période marquée par des taux d'intérêt très élevés.

La technologie moderne accroît la productivité et, en même temps, la demande d'électricité.

Le taux de raccordement des nouveaux bâtiments au réseau électrique est un facteur important dans l'établissement des variations à court terme de l'intensité de la consommation d'électricité.

Selon les prévisions, les mises en chantier dans les secteurs commercial et résidentiel devraient continuer d'être vigoureuses pendant quelques années, même si elles sont en repli de 20 % à 25 % par rapport au point culminant atteint en 1987. Par conséquent, le taux de croissance de la demande d'électricité devrait demeurer supérieur au taux de croissance du PIB jusqu'en 1991, puis commencer à évoluer vers le ratio à long terme d'environ 90 % du PIB, comme l'indiquent les modèles de prévision à long terme d'Ontario Hydro. La Figure 3–3 fait état de cette évolution des prévisions de l'intensité de la consommation d'électricité.

Les variations récentes de l'intensité de la consommation d'électricité par rapport à la croissance économique militent en faveur de l'adoption d'une rétrospective de longue durée pour cet élément indispensable de la prévision de la charge, de même que pour une démarche circonstanciée en matière de prévision de la charge, par secteur ou dans la perspective de la consommation ultime. Afin de mieux saisir la complexité des facteurs et des tendances liés aux prévisions, Ontario Hydro a mis au point deux grandes techniques, définies dans la section suivante.

MÉTHODOLOGIE DE PRÉVISION

Modélisation de la demande d'électricité

Pour estimer la demande d'électricité à long terme, Ontario Hydro a retenu deux démarches : la modélisation économétrique «de haut en bas», et la modélisation «de bas en haut» pour la consommation ultime. Ces deux démarches visent à saisir l'incidence d'un nombre important de facteurs démographiques, économiques, technologiques et liés au marché de l'énergie sur la demande d'électricité à long terme.

La démarche économétrique repose sur l'analyse statistique du comportement antérieur

dans le domaine de la consommation énergétique et de prévisions de vastes agrégats économiques, afin de produire des estimations sur les besoins en électricité de l'avenir. Dans les démarches relatives à la consommation ultime, la prévision repose sur l'avis de spécialistes appliqué aux grandes tendances de la technologie ou du marché, et conjugué avec des prévisions très détaillées sur les niveaux d'activité qui sous-tendent les modes de consommation de l'électricité.

La démarche économétrique permet de simuler des macroscénarios qui résultent de différentes hypothèses au sujet des principales variables d'entrée, par exemple le PIB. Par ailleurs, la modélisation de la consommation ultime permet peut-être de repérer plus facilement l'évolution importante des tendances de la demande en raison des perfectionnements de la technologie ou des variations compositionnelles.

La nécessité de lier la prévision de la charge à un vaste scénario économique et, parallèlement, de le détailler suffisamment pour le rendre utile dans l'analyse des perspectives de gestion de la demande a conduit à l'utilisation de méthodes économétriques au sein des modèles de consommation ultime. Au fur et à mesure que les techniques se perfectionnent, la distinction entre les deux s'estompe.

Parce qu'Ontario Hydro utilise à la fois des systèmes de modélisation de consommation ultime et d'économétrie dans l'établissement de sa prévision de la charge de base à long terme, les points forts et faibles de ces modèles sont pondérés et leurs résultats sont intégrés afin de dégager une prévision recommandée pour des besoins de planification.

Le modèle économétrique : la démarche de haut en bas

La prévision économétrique de la demande d'électricité en Ontario est réalisée selon le modèle économétrique d'énergie d'Ontario Hydro pour l'Ontario (MÉÉOHO). Le MÉÉOHO tient compte, pour débuter, des prévisions de 13 catégories de demande ultime pour l'économie de l'Ontario (par exemple, la consommation de biens durables et les placements non domiciliaires). Ces catégories font l'objet d'un traitement pour dégager des prévisions sur l'ensemble des besoins énergétiques pour les secteurs industriel et commercial, dans l'hypothèse où la technologie et la productivité demeurent constants, aux niveaux de 1971. Cette prévision statique est ensuite corrigée pour tenir compte de l'incidence de l'évolution de la technologie et des prix.

Les prévisions sur les prix de l'électricité et des combustibles permettent de calculer les parts du marché de l'électricité pour l'avenir. Le produit de la part du marché de l'électricité et de l'ensemble des besoins énergétiques permet de définir la demande d'électricité dans chaque secteur. Les prévisions démographiques sont importantes, puisqu'elles permettent de déterminer l'ensemble des besoins énergétiques dans le secteur résidentiel.

La Figure 3-16 donne un aperçu des prévisions sectorielles du modèle économétrique. La prévision de l'énergie de base qui en résulte représente en moyenne une croissance annuelle de 3,1 % jusqu'à l'an 2000 et de 2,6 % pour l'ensemble de la période du Plan jusqu'en l'an 2010. Ce dernier taux est inférieur de 0,1 % par an par rapport au taux de croissance prévisionnel du PIB.

Le modèle de la consommation ultime : la démarche de bas en haut

La modélisation de la consommation ultime fait appel à une démarche «de bas en haut» pour l'analyse énergétique. Cette modélisation porte d'abord sur la réserve initiale de dispositifs utilisant de l'énergie et à une estimation de la demande future pour les services exigés pour ces dispositifs. On analyse ensuite l'efficacité de la conversion énergétique du matériel existant, l'adoption de nouvelles technologies par les consommateurs, technologies qui donnent généralement lieu à des économies plus importantes, ainsi que la part relative des combustibles pour chaque type de consommation ultime. Les tendances de l'utilisation de l'électricité par ménage, par pied carré de superficie commerciale et par processus industriel sont regroupées avec les prévisions d'activité dans chaque secteur pour dégager une estimation de la demande finale.

Chacun des grands secteurs consommateurs

[redacted]

	Consommation ultime	MÉÉOHO	Prévision de la charge de base
Secteur résidentiel			
1987–2000	2,6	2,4	2,6
1987–2010	2,1	1,8	2,1
Secteur commercial			
[redacted]	2,7	4,2	3,3
[redacted]	2,2	3,3	2,7
Secteur industriel			
1987–2000	2,8	2,5	2,5
1987–2010	2,3	2,5	2,5
Total de la charge de base			
[redacted]	2,7	3,1	2,8
[redacted]	2,2	2,8	2,4

d'énergie fait l'objet d'une modélisation distincte. Cette analyse exige des prévisions sur les niveaux d'activité sectoriels, par exemple le stock de logements résidentiels et de locaux commerciaux par type de bâtiment et la production industrielle en unités concrètes. On tient compte de facteurs comme la population, la main-d'oeuvre, le revenu disponible et des prévisions détaillées pour la croissance économique des secteurs des services et de l'industrie.

La Figure 3-16 rend compte des prévisions sectorielles établies à partir du modèle de la consommation ultime. Le rapport sur la prévision de la charge de 1988 rend compte des détails de ces prévisions.

Établissement d'une prévision intégrée

La démarche économétrique fait appel à des données plus globalisées que les modèles de la consommation ultime. Ces données sont de meilleure qualité et étayent une analyse statistique perfectionnée. Les modèles construits permettent de saisir les tendances à long terme; cependant, ils sont parfois lents pour détecter l'évolution des tendances que laisse apparaître un niveau d'analyse plus détaillé. Dans la période du Plan, les modèles de consommation ultime permettent de saisir plus facilement que les modèles économétriques les incidences des évolutions prévues au sein des secteurs d'activité.

L'analyse de la consommation ultime a tendance à mettre l'accent sur les applications bien établies de l'énergie, pour lesquelles il existe des données. Sauf si l'on y prête attention, cette analyse a tendance à sous-estimer les nouvelles applications de l'énergie pour lesquelles les prévisions doivent être fortement spéculatives. Les tendances des applications traditionnelles comme les électroménagers, l'éclairage ou le chauffage peuvent être parfaitement comprises, alors que les incidences d'une nouvelle génération de machines bureautiques ne le seront peut-être pas. Les modèles économétriques, qui mettent l'accent sur les chaînes et les facteurs macro-économiques, font appel aux données sur la consommation de l'électricité qui représentent implicitement un éventail en évolution constante d'applications nouvelles et anciennes de l'électricité.

Dans une certaine mesure, les modèles économétriques ne permettent pas de saisir certains progrès rapides d'économie réalisés grâce aux technologies nouvelles, qui sont finalement adoptées en Ontario, mais qui ont été élaborées dans d'autres pays où les prix d'électricité et d'autres facteurs économiques font en sorte que les économies d'énergie font l'objet d'une priorité supérieure. Dans cette mesure, on peut considérer que les modèles économiques ont une tendance à la surprévision. Par ailleurs, dans la mesure où les modèles de la consommation ultime sous-estiment le rôle éventuel des applications embryonnaires, à l'heure actuelle, de l'électricité, ils peuvent avoir une tendance à la sous-prévision.

La Figure 3-16 fait état des résulats de ces deux modèles. La prévision définitive de la charge de base rend compte de la prévision supérieure parmi deux prévisions réalisées jusqu'à l'an 2010 pour les secteurs résidentiel (consommation ultime) et industriel (MÉÉOHO). Dans ces secteurs, les deux modèles laissent apparaître des prévisions analogues. La prévision du secteur commercial est un compromis entre les systèmes des deux modèles, compte tenu de la forte incertitude qui règne au sujet de l'incidence nette des économies dans les applications ultimes importantes (p. ex. l'éclairage, le chauffage et la climatisation) et de l'essor rapide des applications diverses (p. ex. la ventilation, la réfrigération, les machines bureautiques et les ordinateurs). En attribuant une cote de pondération égale aux deux modèles et en rationalisant l'écart important entre les prévisions pour le secteur commercial, la prévision globale permet de pondérer également les deux démarches.

Incertitude de la prévision de la charge

Les années 1970 nous ont appris qu'il est extrêmement hasardeux d'établir une planification en fonction d'une prévision selon

Perfectionnement de la modélisation de la consommation ultime

Ontario Hydro a établi, en 1981, sa première prévision de la consommation ultime, à partir d'un modèle adopté du système utilisé par le ministère de l'Énergie. En 1985, Ontario Hydro a commencé à adopter des modèles de prévision de la consommation ultime nouveaux et plus évolués, mis au point par l'Electric Power Research Institute. Le choix, les économies d'énergie et l'utilisation du matériel de consommation d'électricité sont modélisés directement à partir de principes économiques de réduction des coûts et de comportement des consommateurs. Les prix des combustibles représentent en outre un intrant explicite dans cette modélisation.

Pour la première fois en 1988, des prévisions réalisées à partir de ces modèles ont été mises au point et utilisées afin de mieux comprendre l'actualisation des modèles existants de la consommation ultime. Le programme de mise au point des modèles de consommation ultime d'Ontario Hydro continue de s'améliorer. Les versions actuelles représentent une amélioration considérable par rapport aux prévisions antérieures. Ontario Hydro a l'intention de perfectionner davantage ses modèles, pour mieux leur permettre de représenter les consommations ultimes et les technologies au niveau détaillé des programmes de gestion de la demande.

Il s'agit d'un élément décisif dans la réalisation des prévisions de base et des prévisions primaires qui s'harmonisent dans leurs hypothèses relatives et qui peuvent par conséquent représenter parfaitement l'incidence nette des programmes de gestion de la demande. Au fur et à mesure que d'autres données seront recueillies et que l'on étendra les connaissances sur la consommation d'énergie au niveau détaillé de la technologie, les modèles de consommation ultime constitueront un cadre de travail sûr qui favorisera la logique de l'élaboration et de l'analyse de la demande énergétique de la province.

une seule courbe. En raison des très fortes variations de la croissance de la charge depuis le premier choc des cours du mazout, il est évident que les plans qui ne tenaient pas compte de l'éventail complet des incertitudes étaient vulnérables. Les courbes prévisionnelles médianes établies à la fin des années 1960 pour la fin des années 1970 étaient trop élevées. Les courbes prévisionnelles médianes établies en 1982 pour la fin des années 1980 étaient trop faibles. Ces deux expériences témoignent de la nécessité d'un intervalle de prévision et de plans souples. Ontario Hydro et d'autres sociétés de services publics ont accru l'importance qu'elles accordent aux intervalles de prévision et de planification.

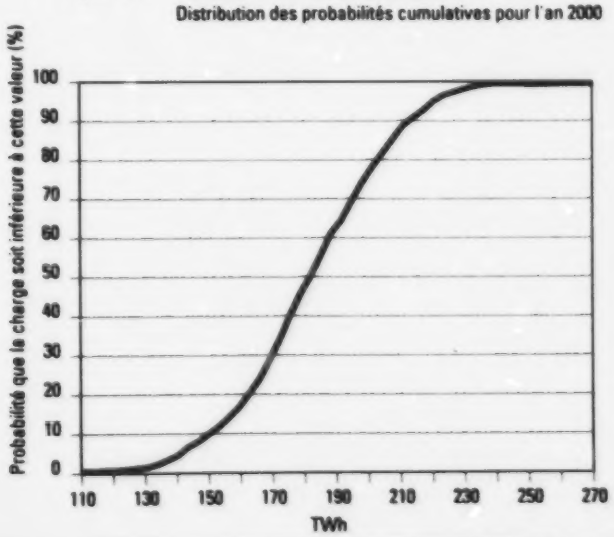
Pour pallier l'incertitude de la prévision, un intervalle de 80 % a été mis au point. Cet intervalle vise à englober l'étendue de la demande prévisionnelle et la probabilité de son occurrence. L'ampleur de l'intervalle est largement tributaire de l'incertitude qui règne au sujet de la croissance de l'économie ontarienne et, dans une moindre mesure, de l'incertitude de la relation estimative entre la croissance économique et l'accroissement de la demande d'électricité. On choisit d'abord une courbe prévisionnelle simple, en lui donnant la valeur de résultats médians prévus. En d'autres termes, cette courbe représente un scénario de demande dont les probabilités d'être trop élevé sont de 50 % et dont les probabilités d'être trop faible sont également de 50 %.

Pour tenir compte de l'incertitude de la prévision de croissance économique à long terme et de la relation future entre la croissance économique et la demande d'électricité, on fait appel à différentes techniques.

Les Figures 3-12 et 3-13 représentent les intervalles pour l'énergie et la puissance de pointe respectivement. Selon ces figures, 80 % de l'intervalle de prévision de l'énergie de base représentent environ 60 TWh en l'an 2000 et 65 TWh en 2010, et l'intervalle de la demande de pointe représente approximativement 10 GW d'ici à l'an 2000, puis progresse pour s'établir à 11 GW à la fin de la période du Plan.

Les niveaux de 10 %, 50 % et 90 % ne constituent que trois points choisis à partir des distributions complètes de probabilités réalisées pour chaque année de la prévision de la charge. Une distribution complète des

Figure 3-17 **Prévision de la charge de base de 1988**
Distribution des probabilités cumulatives pour l'an 2000



La construction d'un intervalle de prévision débute par l'établissement d'une courbe unique. Cette courbe est le résultat du jugement appliqué aux résultats des modèles de prévision de la consommation ultime et économétrique, qui permettent de produire une courbe prévisionnelle médiane pour l'accroissement de la charge. Cependant, les modèles utilisés pour produire la courbe unique ne permettent pas de réaliser des intervalles d'incertitude.

Un modèle économétrique beaucoup plus simple permet de produire une courbe médiane et une distribution de probabilités pour cette courbe. La distribution de probabilités de la prévision de la charge provient de la distribution de la probabilité du PIB et des propriétés statistiques de l'équation établie à partir des techniques de simulation «Monte Carlo». L'intervalle de prévision de 80 % est ensuite établi en prenant les valeurs de 10 % et de 90 % de la distribution de probabilités pour chaque année de la prévision. La prévision médiane ne correspond pas à la prévision recommandée obtenue à partir de l'intégration des deux grandes prévisions par modèle. Par conséquent, il convient de l'ajuster sur la prévision médiane recommandée. Les intervalles produits d'après le modèle plus simple sont établis de façon analogue pour dégager les intervalles de prévision recommandés à long terme.

Figure 3-18 **Courbe de la charge quotidienne** Journée d'hiver type

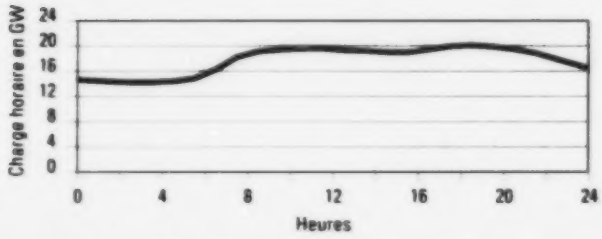


Figure 3-19 **Courbe de la charge hebdomadaire** Journée d'hiver type

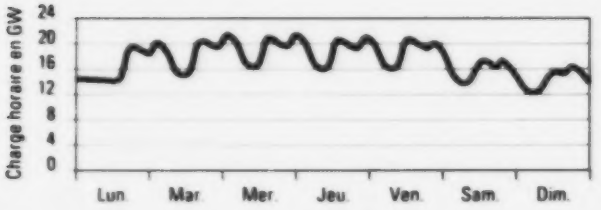


Figure 3-20 **Courbe de la charge hebdomadaire** Semaine d'été type

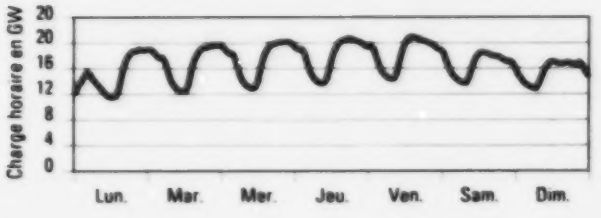


Figure 3-21 **Charge annuelle de 1988**

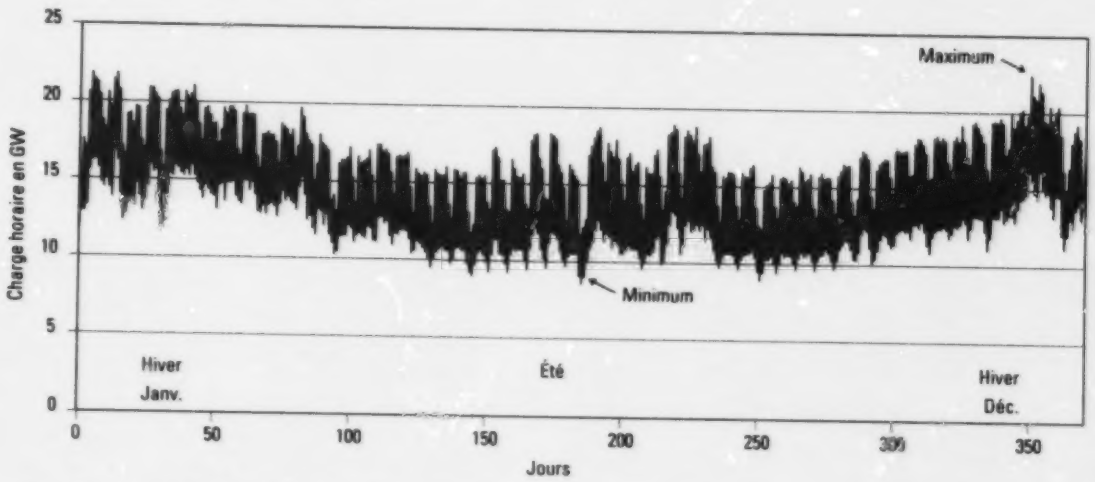
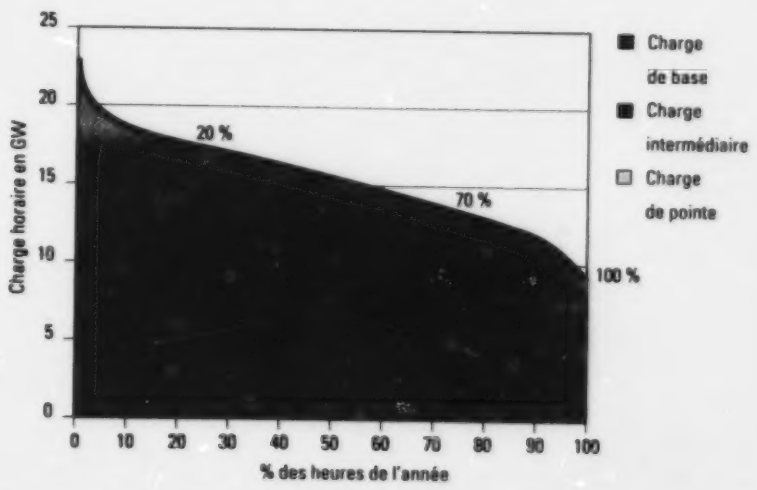


Figure 3-22 **Courbe de la durée de la charge**



L'augmentation du nombre d'appareils de climatisation a contribué à la demande de pointe d'électricité pendant l'été.

Parce que les journées sont plus courtes l'hiver, les consommateurs utilisent davantage l'éclairage et s'adonnent à des loisirs à l'intérieur.

La Courbe de la durée de la charge

On peut décrire la variation des charges dans le temps en répartissant la demande annuelle en compartiments horaires englobant toutes les tranches de charge horaire, de la plus élevée à la plus faible. On établit ainsi une «courbe de la durée de la charge»; le lecteur trouvera à la Figure 3-22 la représentation d'une courbe pour une année type. Cette courbe permet également de comprendre le Plan proposé.

Comme l'indique cette courbe, il existe un niveau minimum de demande qu'il faut satisfaire en permanence, ainsi qu'un niveau de pointe qui n'intervient que pendant de brèves périodes; les échelons intermédiaires sont compris entre ces valeurs supérieure et inférieure. C'est ce qu'on appelle les niveaux de charge de base, intermédiaire et de pointe.

probabilités pour la prévision de la charge a été réalisée expressément pour chaque année de la période de prévision.

La Figure 3-17 représente la distribution de probabilités cumulatives, pour l'an 2000, de la prévision de la charge de base d'énergie de 1988. Les quantités d'énergie correspondant aux niveaux de probabilité de 10 % et de 90 % représentent les valeurs de la courbe inférieure et supérieure, respectivement, pour l'année visée.

La courbe inférieure confirme l'avis voulant qu'il soit très peu probable que l'économie continue de stagner au-delà d'une période brève. La pire expérience qu'ait connue ce pays au cours de ce siècle correspond aux trois années de contraction intervenues entre 1929 et 1932. Depuis la Deuxième Guerre mondiale, on a enregistré sept périodes de contraction, d'une durée de l'ordre d'une année ou moins chacune.

La courbe supérieure laisse entendre que la probabilité que l'expansion spectaculaire récente de l'économie (5,9 % par an de 1982 à 1988) et l'accroissement de la demande d'électricité (4,9 % par an au cours de la même période) intervenus depuis 1982 se répètent au cours des cinq prochaines années n'est que de 10 %. Si l'on tient compte du fait que la prévision commence à un moment où l'économie ontarienne se trouve au sommet du cycle économique actuel, seuls des cas exceptionnels permettraient de soutenir le rythme actuel pendant encore cinq ans.

Le taux moyen composé de croissance annuelle de la courbe supérieure de l'intervalle baisse au fur et à mesure que l'on prolonge la période de prévision, ce qui confirme, comme en témoigne une rétrospective de longue durée, qu'il devient de moins en moins probable que des taux de croissance supérieurs aux prévisions médianes puissent être soutenus en moyenne quand on prolonge de 10 à 20 ans la période de prévision.

HABITUDES DE CONSOMMATION

L'élaboration de plans rentables de l'offre et de la demande nécessite une prévision des habitudes selon le moment de consommation de l'électricité.

La demande imposée au réseau d'Ontario Hydro représente la combinaison des charges créées par de nombreux utilisateurs ultimes différents dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Même si elle varie constamment, cette demande globale évolue de façon relativement harmonieuse et prévisible.

Les jours ouvrables, la charge est élevée entre 7 h et 23 h. La hausse des charges consacrées au chauffage et à l'éclairage confirme en particulier cette constatation en hiver, comme l'indique la Figure 3-18 pour une journée d'hiver type. La courbe indique également que la charge est inférieure pendant la nuit et pendant les fins de semaine, par rapport aux jours de semaine. Pour l'ensemble de la province, la charge supérieure intervient pendant la période la plus froide de l'hiver. Dans les zones urbaines du Sud de l'Ontario, qui consomment le plus d'air climatisé, la charge de pointe annuelle intervient pendant la partie la plus chaude de l'été. La demande la plus faible d'électricité survient la nuit, pendant les longues fins de semaine de l'été.

La Figure 3-19 représente les habitudes de consommation de l'électricité pour une semaine d'hiver; la Figure 3-20 présente ces habitudes pour une semaine d'été. La Figure 3-21 illustre les habitudes de consommation pour une année complète.

Pour élaborer des plans, les habitudes de consommation prévues sont réaménagées sous la forme de «courbe de la durée de la charge». Cette courbe (Figure 3-22) témoigne du besoin de solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande pour satisfaire les charges de base, intermédiaire et de pointe.

TRAITS DOMINANTS DE LA PRÉVISION DE LA CHARGE DE BASE

Voici les traits dominants de cette prévision :

- En appliquant des techniques de prévision évoluées et en effectuant une analyse approfondie des tendances d'accroissement de la charge, Ontario Hydro a établi une prévision de croissance à long terme de l'énergie de 2,3 % par an de 1987 à 2014.
- Cette prévision s'accompagne d'une part d'incertitude, qu'il est possible de définir grâce à des intervalles de probabilité. Pour les besoins de la planification, un intervalle de probabilité de 80 % a été jugé approprié.
- La prévision de la charge correspond à une croissance annuelle moyenne absolue qui atteint approximativement le même ordre de grandeur que la croissance des années 1980, soit environ 700 mégawatts par an pour la puissance de pointe et environ 4 TWh par an pour l'énergie.

●

Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

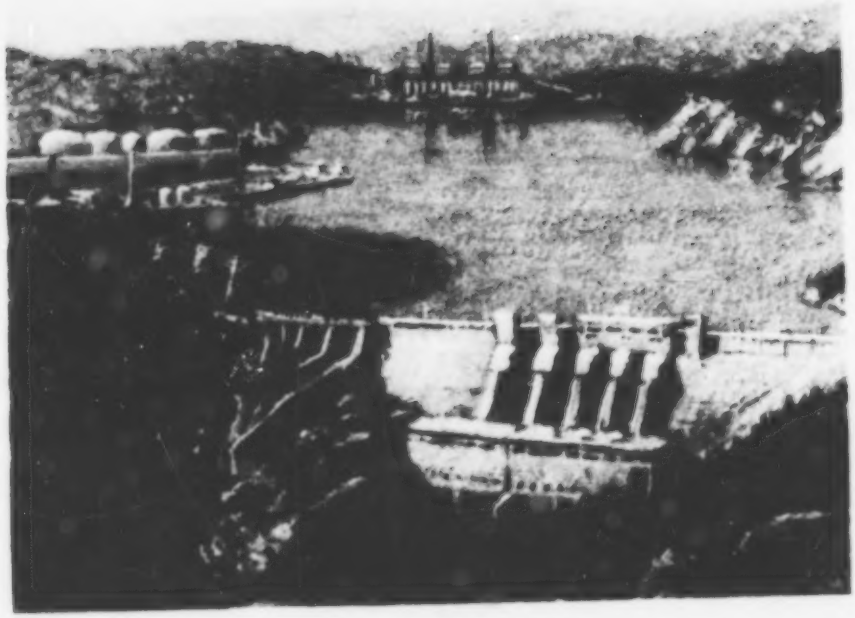
Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état



4 LE RÉSEAU EN PLACE

Le présent chapitre a pour objet de définir la puissance garantie prévue du réseau en place, au cours de la période du Plan, soit 25 ans, pour satisfaire les niveaux de puissance et d'énergie nécessaires. Ce chapitre décrit également les installations qui existent à l'heure actuelle pour répondre aux besoins en électricité des consommateurs.

Le présent chapitre expose le mode d'utilisation du réseau en place afin de respecter ces besoins. Dans le présent rapport, le terme «réseau en place» s'étend à la centrale de Darlington, qui devrait être mise en service d'ici à 1993.

Ontario Hydro fournit l'électricité grâce à un réseau intégré qui se compose d'installations de production et de transport, d'interconnexions avec les services publics voisins et d'installations de distribution de l'électricité.

La Figure 4–1 indique l'emplacement des principales centrales, soit celles qui sont dotées d'une puissance supérieure à 100 mégawatts (MW). Elle fait également état du tracé des lignes de transport à 230 et 500 kilovolts (kV) qui constituent le fondement du réseau provincial d'Ontario Hydro. Elle indique également les interconnexions avec les réseaux voisins au Canada et aux États-Unis.

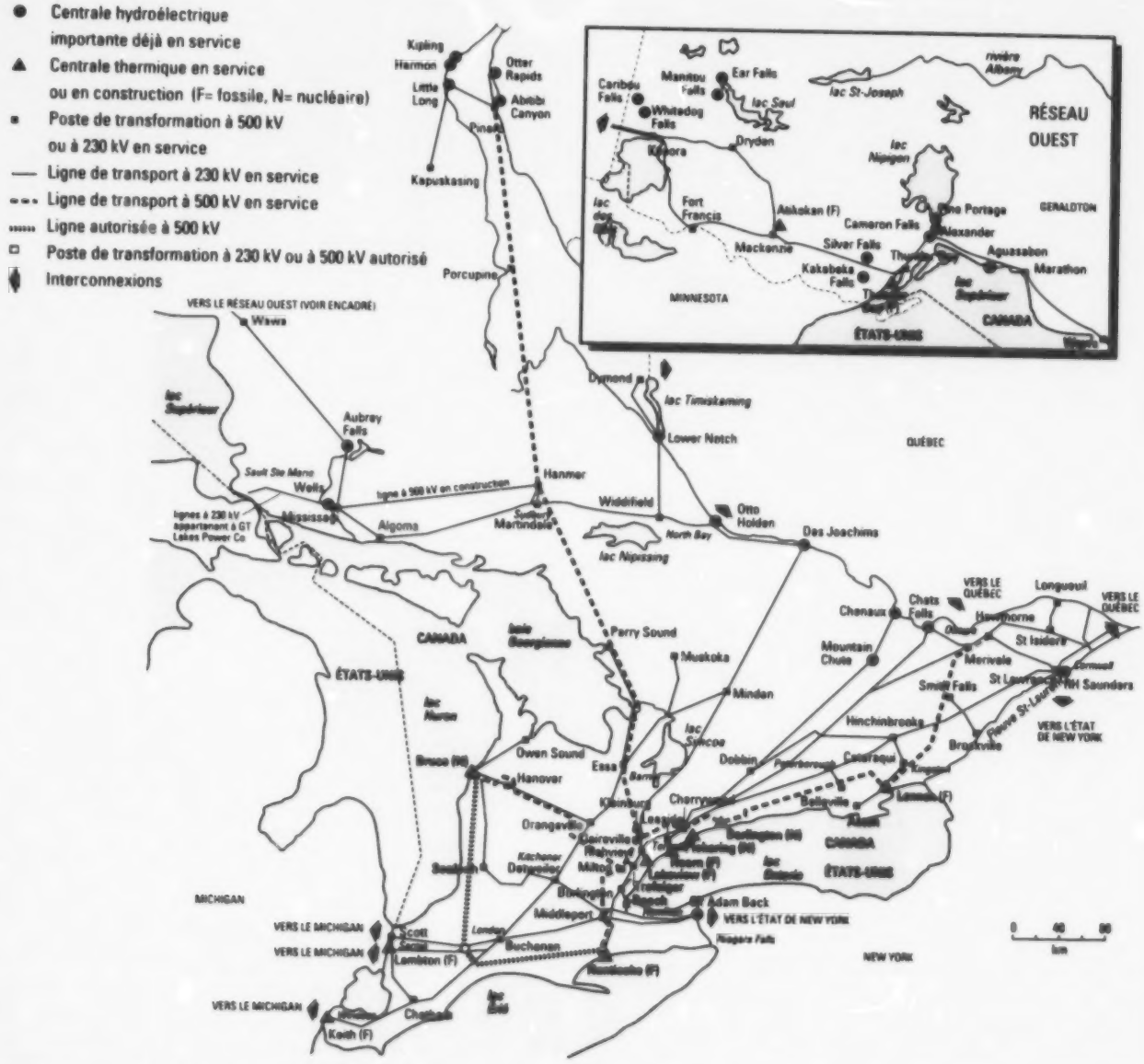
Même si la demande continue d'augmenter et même si le réseau en place vieillit, il continuera de représenter le pilier de l'offre d'électricité au cours de la période du Plan, soit 25 ans. Même à la fin de cette durée, ce réseau devrait satisfaire environ les 2/3 de la demande globale d'énergie primaire[1] pour la courbe prévisionnelle médiane de la charge.

La Stratégie de planification de l'offre et de la demande d'énergie consacre une priorité absolue à l'entretien, à la modernisation et à la remise à neuf des installations actuelles de production et de transport de l'électricité, afin d'en améliorer le rendement, la rentabilité, la fiabilité et l'acceptabilité environnementale.

Selon la planification, la remise en état des installations en place devrait permettre de rétablir un rendement qui s'est effrité en raison d'une détérioration due à l'exploitation prolongée et de répondre aux nouvelles exigences en matière d'environnement et de sécurité. Cependant, au fur et à mesure qu'elles vieillissent, les centrales devraient devenir désuètes au plan financier, étant donné qu'il sera nécessaire d'effectuer des travaux excessifs d'entretien et de remise à neuf pour respecter les impératifs d'exploitation actuels et nouveaux. Les centrales en place n'offriraient pas les avantages des derniers perfectionnements de la technologie dont sont dotées les nouvelles centrales et devraient sans doute, par conséquent, être mises au rancart et remplacées. En raison de l'incidence cumulative du vieillissement des centrales, la puissance du réseau en place à satisfaire les besoins en électricité des consommateurs se repliera au fil des années; il faut donc prévoir des remplacements.

Pour satisfaire les besoins en électricité, il ne s'agit pas simplement de prévoir une puissance suffisante. Il faut également produire l'électricité à coût modéré, dans le respect de l'environnement. Dans les décisions qui portent sur le mode d'exploitation du réseau en place, et qui influencent à leur tour les décisions relatives aux installations projetées, ces considérations seront essentielles.

Figure 4–1 **Les grandes centrales d'Ontario Hydro (dont la puissance est supérieure à 100 MW) et le tracé des lignes de transport à 500 kV et 230 kV (au milieu de 1989)**



Le réseau en place : la puissance

Les centrales d'Ontario Hydro appartiennent à trois catégories : les centrales hydroélectriques, fossiles et nucléaires. Les centrales hydroélectriques produisent l'énergie électrique à partir des chutes d'eau. Les centrales à combustible fossile produisent de l'électricité à partir du charbon, du mazout ou du gaz naturel. Enfin, les centrales nucléaires utilisent l'uranium pour produire l'électricité à partir de l'énergie nucléaire.

Les centrales sont dotées d'une certaine puissance ou capacité, mesurée en mégawatts. Certaines petites centrales hydroélectriques ont une puissance d'un mégawatt seulement ou même moins. Les grandes centrales nucléaires et à combustible fossile comptent plusieurs groupes de production qui permettent de porter la puissance globale de la centrale à environ 4 300 MW dans certains cas.

Comme l'indique la Figure 4–2, Ontario Hydro aura, d'ici à 1993, une fois achevée la centrale de Darlington, une puissance totale installée de 32,5 gigawatts (GW). Ce chiffre exclut 1,5 GW de puissance ancienne et peu rentable de production à partir du gaz et du charbon et qui donne lieu à des frais de combustible, de main-d'oeuvre et d'entretien élevés dans les centrales Keith et Hearn.

Énergie hydraulique :

D'ici à 1993, la puissance d'origine hydraulique d'Ontario Hydro sera de l'ordre de 6,5 GW, ce qui représente 20 % de la puissance du réseau. Cette puissance est assurée par 265 groupes de production dans 68 centrales. La taille de ces groupes varie entre moins d'un mégawatt et 130 MW; la puissance des centrales est comprise entre 0,84 et 1 290 MW.

Les installations en place de production d'origine hydraulique ont pour la plupart été réalisées avant les années 1960. Depuis, elles constituent une tranche en régression de l'ensemble du réseau, étant donné que les autres formes de production d'électricité ont considérablement progressé dans l'intervalle.

Énergie fossile :

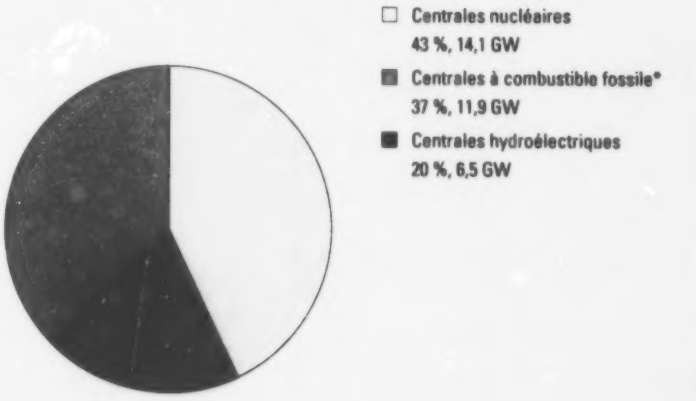
Ontario Hydro est dotée d'une capacité de production d'origine fossile d'environ 11,9 GW, soit 37 % de la puissance de l'ensemble du réseau qui sera en place en 1993. La puissance d'origine fossile est assurée par 28 grands groupes de production aménagés dans six centrales. L'importance de ces 28 groupes varie entre 100 et 560 MW de puissance. La puissance des centrales à combustible fossile est comprise entre 215 et 4 336 MW.

Certaines centrales sont dotées de groupes à turbines à combustion (GTC) alimentées au mazout et aménagées afin de faciliter la mise en route et la fermeture des centrales. Dans neuf centrales, ces GTC, qui représentent une puissance totale de 260 MW, apportent également de l'électricité au réseau.

La production d'origine fossile s'établit comme suit, par type de combustible :

- charbon - cycle ordinaire de production de la vapeur 9,4 GW
- mazout - cycle ordinaire de production de la vapeur 2,2 GW
- mazout - GTC 0,3 GW

Figure 4–2 **Puissance du réseau en 1993 : 32,5 GW**



* Charbon 29 % (9,4 GW) + mazout 8 % (2,5 GW)

Deux vieilles centrales à combustible fossile, dont les frais d'exploitation étaient élevés, ont été mises hors service. Il s'agit des centrales suivantes :

- J.C. Keith 256 MW, alimentée au charbon
- R.L. Hearn 1 180 MW, alimentée au gaz et au charbon.

La mise en réserve constitue une façon de conserver, pour utilisation ultérieure, les centrales désuètes au plan financier ou dont les frais d'exploitation sont élevés. Il est parfois préférable de mettre des centrales en réserve pour les utiliser éventuellement dans les cas d'urgence, plutôt que de les mettre hors service†.

Énergie nucléaire :

D'ici à 1993, la puissance d'origine nucléaire en service sera de l'ordre de 14,1 GW, ce qui représente 43 % de l'ensemble du réseau. Cette puissance est assurée par 20 tranches de production dans les cinq centrales aménagées sur les sites de Pickering, Bruce et Darlington. Les tranches de production nucléaire, dont la puissance varie d'environ 500 à 881 MW, appartiennent tous à la filière CANDU. La puissance des centrales est comprise entre 2 000 et 3 500 MW.

La filière CANDU est un concept canadien de production de l'électricité à partir de l'énergie nucléaire que renferme l'uranium naturel utilisé comme combustible. Cette filière utilise l'eau lourde pour le transfert thermique et comme agent modérateur. Le réacteur CANDU se caractérise essentiellement par l'utilisation de tubes de force, plutôt que d'une cuve sous pression. La conception, la fabrication, la construction et l'exploitation de ces réacteurs font l'objet de mesures rigoureuses de contrôle de la qualité. Cependant, la filière CANDU repose sur l'hypothèse selon laquelle les concepteurs, fabricants, constructeurs et exploitants pourraient parfois commettre des erreurs. La conception et l'exploitation de ces centrales assurent la sécurité du public en supposant que certains éléments tomberont en panne, notamment les tubes de force.

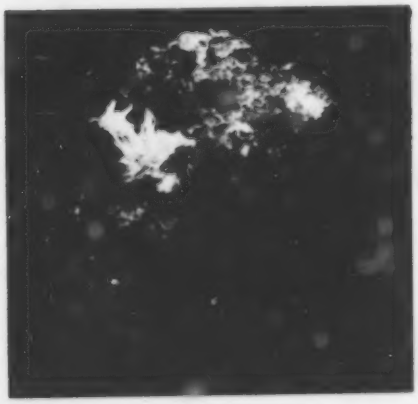
Production globale :

Le lecteur trouvera à la fin du présent chapitre (Figure 4–20) la liste de l'ensemble des centrales d'Ontario Hydro.

Évolution de la production d'électricité, de 1950 à 1993

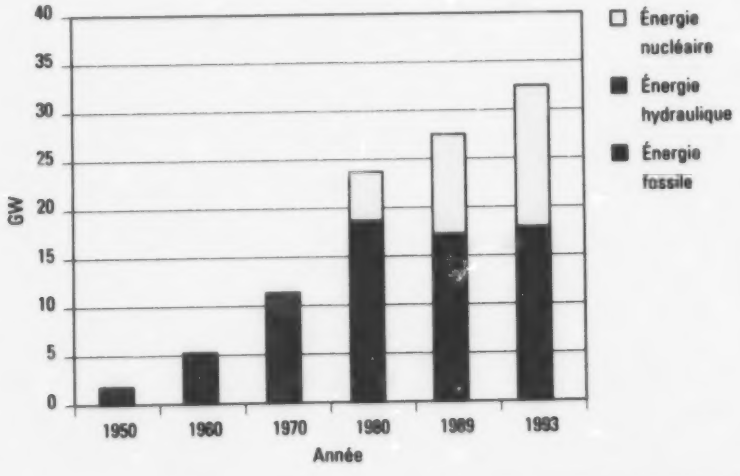
Partie intégrante du développement de la province au cours des quatre dernières années, la capacité de production d'électricité d'Ontario Hydro a progressé et s'est diversifiée au fur et à mesure de l'adoption de nouveaux combustibles et de nouvelles formes de production. La Figure 4–3 représente, pour la période de 1950 à 1993, la croissance de la capacité de production d'électricité d'Ontario Hydro.

La centrale nucléaire de Darlington, la seule installation de production en cours de réalisation pour Ontario Hydro, sera achevée d'ici à 1993.



À l'heure actuelle, l'uranium permet de produire environ la moitié de l'électricité de la province.

Figure 4–3 **Capacité de production d'Ontario Hydro**



Le réseau en place : l'énergie

Dans la planification du réseau, il importe non seulement de prévoir une capacité de production suffisante pour répondre aux besoins de puissance instantanés, mais également de prévoir les besoins en énergie d'heure en heure, dans un souci de rentabilité, de fiabilité et de respect de l'environnement.

La capacité permet de mesurer la quantité de puissance, en mégawatts (MW), qu'un groupe peut produire à tout moment. L'énergie désigne la quantité d'électricité produite pour satisfaire les besoins en électricité des consommateurs; l'énergie est égale à la puissance multipliée par la durée pendant laquelle elle est fournie. L'énergie se mesure en térawattheures (TWh).

Le facteur d'utilisation† représente un baromètre de l'utilisation d'une installation de production d'électricité. Ce facteur exprime, en pourcentage, la façon dont l'énergie réelle produite se compare à l'énergie que l'installation aurait pu produire si elle avait fonctionné en continu et à pleine puissance.

$$\text{Facteur d'utilisation en \%} = \frac{\text{énergie}}{\text{puissance x durée}} \times 100$$

La présente section décrit :

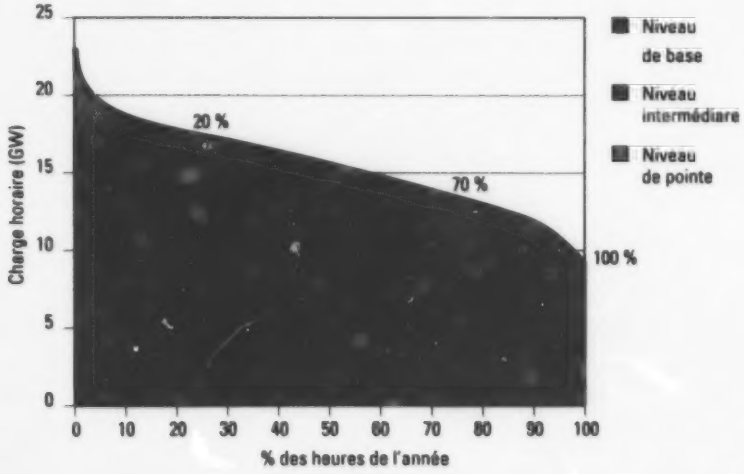
- les variations de la demande actuelle d'énergie; et
- la façon dont les différentes formes de production d'énergie sont utilisées pour satisfaire la demande.

Habitudes de consommation

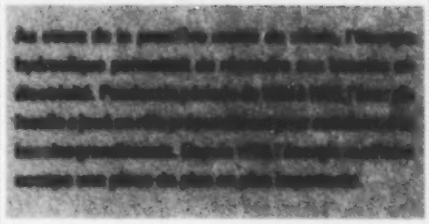
Les besoins en électricité des consommateurs représentent le facteur prépondérant qui détermine l'utilisation du réseau d'Ontario Hydro. Dans la consommation quotidienne de l'électricité, la demande connaît des hauts et des bas. Comme nous l'avons vu dans le chapitre 3, on peut décrire cette évolution par une courbe annuelle de la durée de la charge.

Au cours de l'année, il faut satisfaire en permanence un niveau minimum de puissance appelée; le niveau maximum de la demande ne dure que pendant de brèves périodes.

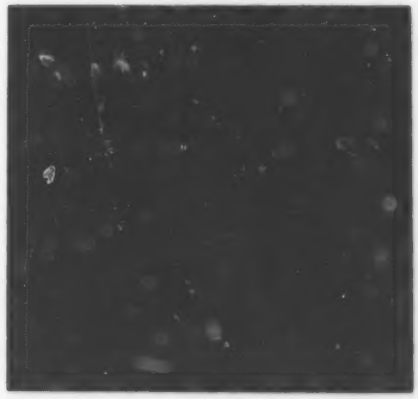
Figure 4–4 **Courbe de la durée de la charge de 1988 et charge du réseau**



Évolution de la production d'origine hydraulique



Jadis seule source d'énergie, l'hydroélectricité assure désormais 23 % des besoins en électricité de l'Ontario.



Les centrales à combustible fossile procurent au réseau la souplesse nécessaire pour faire face aux charges de pointe ou pour pallier les arrêts d'autres centrales.

L'intervalle entre ces valeurs maximum et minimum comprend des niveaux intermédiaires. C'est ce que l'on appelle les niveaux de charge de base†, de pointe† et intermédiaire†.

Ces niveaux de charge correspondent essentiellement à trois types de production d'électricité. La charge de base, qui intervient pendant 70 % à 100 % du temps, est assurée par la production de la charge de base. La production de pointe permet de faire face aux périodes de forte consommation d'électricité, appelées «charges de pointe», qui surviennent moins de 20 % du temps, essentiellement pendant les crêtes quotidiennes et les jours de semaine en hiver. La production intermédiaire assure la charge intermédiaire, qui survient de 20 % à 70 % du temps.

Par exemple, selon la Figure 4–4, la demande s'est établie, en 1988, à plus de 9 GW à raison de 100 % du temps et à plus de 14 GW à 70 % du temps. Cette figure indique également que la demande a été supérieure à 17,5 gigawatts à raison de 20 % du temps et que, pendant quelques heures, la charge a dépassé 22 gigawatts. La quantité et les proportions des charges de pointe, intermédiaire et de base sont également influencées par d'autres facteurs comme l'indisponibilité des centrales.

Mode d'utilisation du réseau par Ontario Hydro afin de faire face aux variations de la demande

Dans l'exploitation des centrales, il est essentiel de limiter les coûts dans toute la mesure du possible pour faire face aux variations de la demande. Ontario Hydro tire pleinement parti de l'énergie hydraulique, puis de l'énergie nucléaire, et enfin, de l'énergie fossile, qui sert d'énergie d'«appoint» pour répondre aux autres besoins des consommateurs. Selon le principe essentiel de la rentabilité, le type d'énergie qui comporte les frais variables les moins élevés (essentiellement, les frais de combustible) est exploité dans toute la mesure du possible, tout en faisant le moins possible appel à la forme d'énergie qui présente les frais variables les plus élevés (frais de combustible).

Figure 4–5 **Production énergétique**

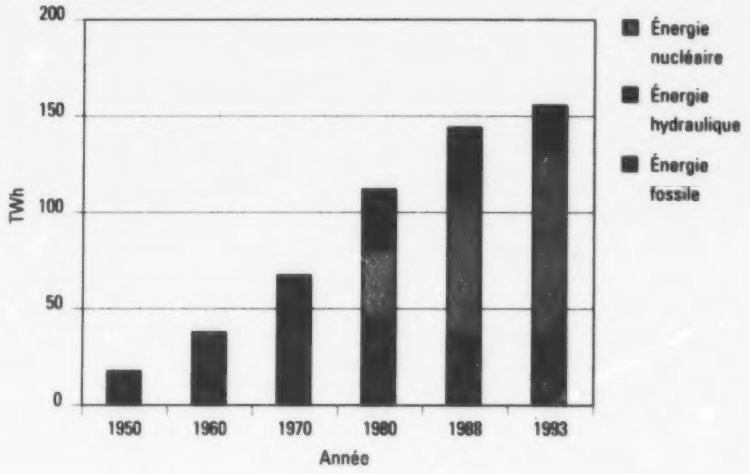
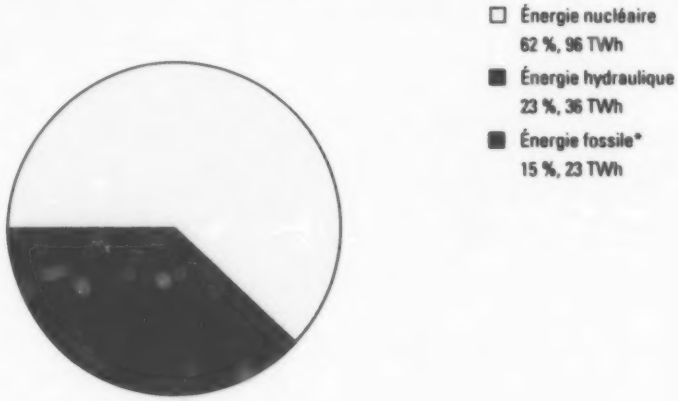


Figure 4–6 **Production énergétique annuelle prévue pour 1993, par type d'énergie** 155 TWh



* Charbon 22,9 TWh + mazout 0,1 TWh

	Énergie			Répartition		
Type	Coût énergétique unitaire du combustible ¢/kWh	Facteur d'utilisation (%)	Énergie annuelle (TWh)	Facteur d'utilisation (%)	Énergie (TWh)	Demande (%)
Énergie hydraulique	**0,1**	**83**	**38**	**83**	**38**	**23**
Énergie nucléaire	0,5	80	99	78	96	62
Énergie fossile – charbon	**2,4**	**80**	**85**	**29**	**23**	**15**
Énergie fossile – mazout	5,6	80	18	0,5	0,1	
Total			**218**		**155,1**	**100**

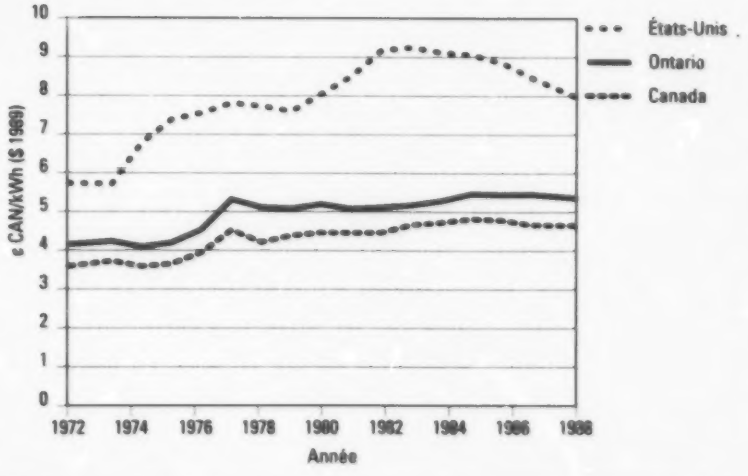
La Figure 4–5 représente, pour la période de 1950 à 1993, la production énergétique actuelle assurée par Ontario Hydro.

La Figure 4–6 fait état de la quantité d'électricité qui devrait être produite en 1993, à partir des énergies hydraulique, nucléaire et fossile pour satisfaire les besoins de la province, à l'exclusion des achats non garantis et des exportations.

La Figure 4–7 indique la production énergétique du réseau de 1993, dans l'hypothèse où il n'y aura aucune restriction environnementale; elle fait également état du déploiement prévu de la production pour respecter la demande énergétique envisagée en 1993, ainsi que du coût variable de chaque type d'énergie.

Ontario Hydro exploite sa capacité de production de façon à utiliser au maximum le type d'énergie dont les coûts variables sont les moins élevés (énergie hydraulique), puis, la forme d'énergie suivante (énergie nucléaire), et enfin la forme d'énergie la plus onéreuse

Figure 4–8 **Prix de détail moyen de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs**



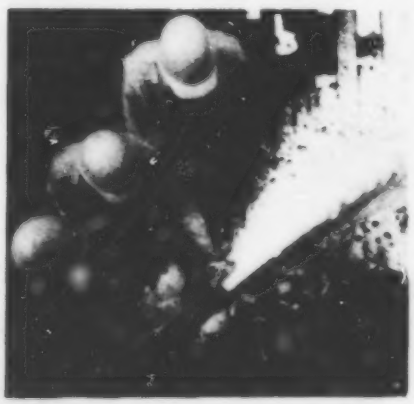
L'électricité a désormais remplacé le mazout dans de nombreuses applications.

(énergie fossile) au besoin, afin de faire face aux crêtes de la demande. Pour limiter les coûts au minimum, on fait appel au charbon, de préférence au mazout. On peut également effectuer des achats dans les cas où ils sont rentables, généralement pour éviter de recourir aux combustibles fossiles.

En 1993, selon les prévisions, l'énergie hydraulique assurera 36 TWh ou 23 % des besoins, l'énergie nucléaire 96 TWh ou 62 %, et l'énergie fossile, le reste, soit 23 TWh ou 15 %. La demande énergétique est assurée à 85 % par la forme d'énergie dont le coût est faible (énergies hydraulique et nucléaire).

Ce mode d'exploitation permet à la fois d'assurer la fiabilité et de réduire les coûts et les atteintes potentielles à l'environnement. Pour répondre à l'ensemble des besoins des consommateurs d'électricité de la province dans un souci de rentabilité, il n'est pas possible de s'en remettre à un seul combustible ni à un processus de conversion unique. Cet ensemble de moyens apporte à la fois souplesse et économie.

Grâce à l'élaboration de solutions à faible prix de revient et à l'application de cette forme d'exploitation du réseau, le prix de l'électricité supporté par les clients d'Ontario Hydro est resté relativement stable en chiffres réels (Figure 4–8). Cette figure indique également qu'Ontario



Le gaz naturel peut jouer un rôle prépondérant dans la satisfaction des besoins énergétiques de l'Ontario.

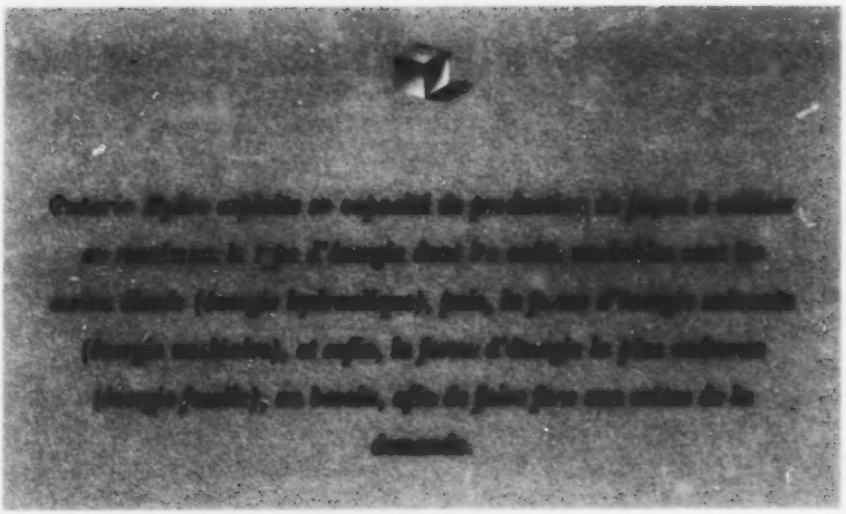
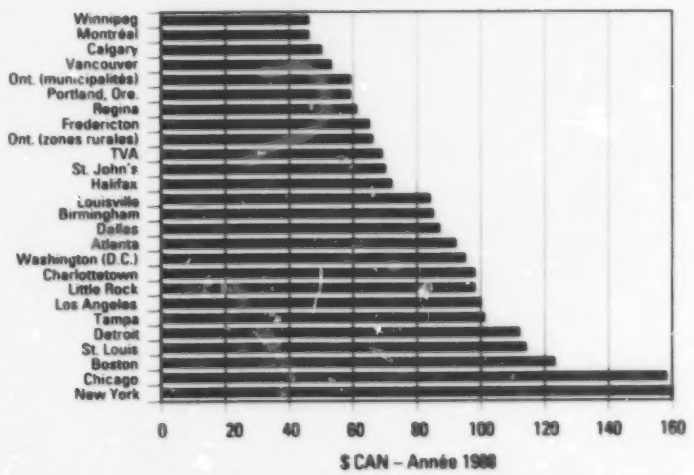


Figure 4–9 **Note d'électricité mensuelle pour les foyers, par tranche de 1 000 kWh***



* À l'exclusion de la taxe de vente et des frais locaux particuliers

Figure 4–10 **Émissions acides d'Ontario Hydro et limites réglementaires**

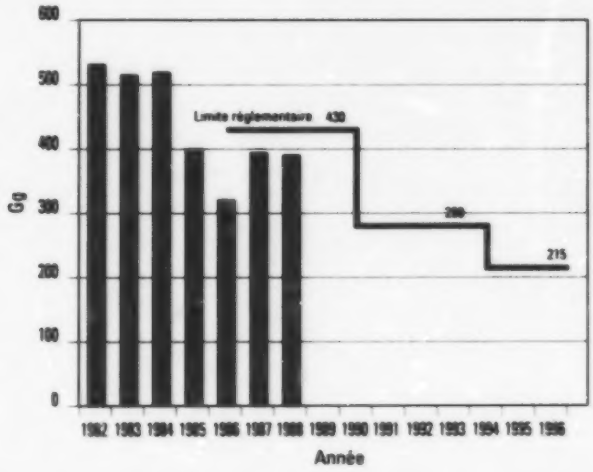
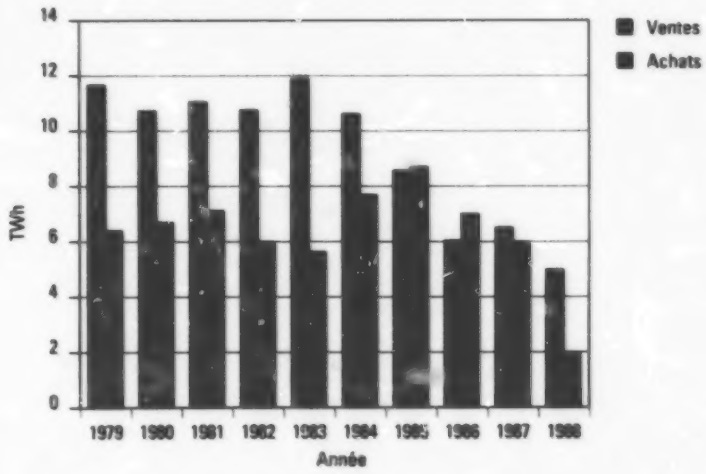


Figure 4–11 **Ventes et achats d'électricité hors de la province**



Hydro offre des prix d'électricité légèrement supérieurs à la moyenne pour le Canada. Cette constatation raffermit l'importance, pour l'avenir, de coûts de l'électricité concurrentiels. En 1988, le coût de production moyen s'est établi à 2,7 ¢/kWh ($ 1988). Par rapport à la moyenne aux États-Unis, les tarifs d'Ontario Hydro sont faibles (Figure 4–9).

INSTALLATIONS DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ

Ontario Hydro exploite un réseau de transport qui permet d'acheminer l'électricité à partir de ses centrales jusqu'à des points de livraison aux quatre coins de la province. Ce réseau constitue l'élément à haute tension du système qui relie les centrales aux principaux points d'approvisionnement et aux grandes entreprises industrielles consommatrices. Ces lignes de transport sont représentées à la Figure 4–1.

Le réseau de transport de la province comprend, à l'heure actuelle, des réseaux intégrés à 500 et à 230 kV, ainsi que des extensions régionales pour les réseaux à 115 kV. Le réseau de transport actuel et engagé comprend :

- 3 100 km-circuit de lignes à 500 kV;
- 13 700 km-circuit de lignes à 230 kV; et
- 11 600 km-circuit de lignes à 115 kV.

La gestion des incidences sur les terres, l'air et les eaux est un facteur essentiel de la production de l'électricité.

[illegible]

Les activités d'Ontario Hydro continuent d'être soumises aux règlements sur les questions environnementales.

La production hydroélectrique est limitée par un certain nombre de considérations environnementales, notamment la navigation, la lutte contre les inondations et l'érosion, les loisirs et la gestion des poissons. Ontario Hydro exploite ses centrales hydroélectriques dans le respect de ces contraintes et adopte diverses mesures d'atténuation, par exemple en construisant des échelles à poissons, dans les cas nécessaires.

La production d'origine fossile est soumise à des limites imposées au dioxyde de soufre (SO_2) et au rejet de particules, ainsi qu'à des limites sur la température de l'eau. En outre, selon la loi, Ontario Hydro devra, d'ici à 1994, réduire le total de ses émissions acides d'environ 60 % par rapport aux montants atteints en 1982, sous réserve d'une limite de 215 gigagrammes (Gg) par an (Figure 4-10). Ontario Hydro respecte ce [illegible] en utilisant du combustible à plus faible teneur en soufre et en recourant à des dispositifs anti-pollution.

À l'heure actuelle, les règlements en matière d'émissions acides limitent la quantité d'électricité qu'on peut produire dans les centrales à combustibles fossiles actuelles. Il faudra intégrer aux centrales existantes des dispositifs antirejet comme les épurateurs de SO_2 s'il faut produire, au cours des années 1990 et ultérieurement, des quantités accrues d'électricité d'origine fossile.

L'inquiétude du public amène également les gouvernements à examiner la question de savoir s'il faut imposer d'autres mesures de contrôle aux centrales à combustibles fossiles, afin de lutter contre les émissions d'oxyde d'azote et de gaz carbonique, par exemple. Ces contrôles pourraient augmenter considérablement le coût de la production actuelle et nouvelle d'origine fossile.

L'évacuation des déchets nucléaires est une question qui continue de préoccuper le public. Le combustible irradié du réacteur est d'abord emmagasiné sur place. En collaboration avec Énergie atomique du Canada Ltée, on met actuellement au point des plans pour aménager un dépôt [illegible] pour l'évacuation permanente de ce combustible.

Le réseau de transport comprend en outre des postes de transformation qui assurent la conversion de la basse à la haute tension, la mise hors service des installations par commutation, la régulation de la tension et la protection du matériel. Les hautes tensions de transport sont transformées en basses tensions à de nombreux points de transformation implantés entre le réseau et les consommateurs d'électricité.

La clientèle d'Ontario Hydro se compose de 850 000 clients de détail en zone rurale et de 316 services publics municipaux qui distribuent l'électricité parmi trois millions de foyers et d'entreprises aux quatre coins de la province. Ontario Hydro vend en outre de l'électricité à 105 industries, alimentées directement par les réseaux de transport à 115 et à 230 kV.

Le réseau de transport a été conçu et réalisé pour favoriser la souplesse de l'exploitation, la rentabilité et la fiabilité. Le personnel d'Ontario Hydro gère la consommation horaire et quotidienne et les variations souvent rapides de la demande d'électricité dans l'ensemble de la province, en raison de pannes, de cas d'urgence, d'intempéries ou d'autres situations exceptionnelles.

Interconnexions et achats

Le réseau de transport d'Ontario Hydro prévoit des interconnexions avec les sociétés de services publics voisines à l'extérieur de la province.

Ces interconnexions offrent certains avantages à Ontario Hydro et à sa clientèle. Tout d'abord, elles permettent d'assurer une relève en cas de difficultés de production ou de transport de l'électricité qui généraient la fiabilité des livraisons d'électricité à la clientèle. Deuxièmement, elles permettent à Ontario Hydro d'acheter de l'électricité auprès d'autres services publics ou d'en vendre dans les cas où cela est avantageux pour sa clientèle. Enfin, elles permettent de résoudre certains problèmes, par exemple la régulation de la fréquence.

Les interconnexions avec l'exterieur de la province devraient, selon les estimations, permettre à Ontario Hydro de compter sur un appoint équivalent à 700 MW de puissance fiable au moment des charges de pointe. Les achats de puissance garantie à long terme viennent s'ajouter à ce chiffre de 700 MW.

Grâce aux interconnexions, Ontario Hydro peut acheter et vendre de l'électricité afin de réduire les frais que doivent supporter les clients et d'améliorer la fiabilité de son réseau. Les opérations à court terme sont conclues à chaque heure et chaque jour. Par exemple, Ontario Hydro achète de l'électricité quand le prix d'achat est inférieur à son coût de production à partir de ses propres centrales. Les opérations de plus longue durée dépendent de nombreuses considérations propres aux réseaux d'Ontario Hydro et des sociétés de services publics voisines. La Figure 4–11 fait état des opérations intervenues au cours des dernières années.

À l'heure actuelle, Ontario Hydro n'a pas

La centrale de Pickering produit assez d'électricité pour alimenter plus de 1,5 million de foyers.

Mise au rancart de groupes fossiles et nucléaires d'ici à 2014

Désignation du groupe	Puissance (MW)	40e anniversaire
Thunder Bay nº 1	100	2003
Lakeview nº 1	**280**	**2002**
Lakeview nº 2	289	2003
Lakeview nº 3	**284**	**2005**
Lakeview nº 4	284	2005
Lakeview nº 5	**285**	**2007**
Lakeview nº 6	285	2009
Lakeview nº 7	**285**	**2009**
Lakeview nº 8	285	2009
Lambton nº 1	**525**	**2010**
Lambton nº 2	525	2009
Lambton nº 3	**525**	**2010**
Lambton nº 4	525	2010
Pickering nº 1	**515**	**2011**
Pickering nº 2	515	2011
Pickering nº 3	**515**	**2012**
Pickering nº 4	515	2013
Nanticoke nº 1	**542**	**2013**
Nanticoke nº 2	542	2013
Nanticoke nº 3	**542**	**2013**
Nanticoke nº 4	542	2014

de contrat portant sur des ventes garanties importantes d'électricité à d'autres sociétés de services publics.

Longévité des installations de production

Une tranche d'environ 9 GW de capacité de production, soit 28 % de la capacité existante, devrait atteindre la fin de sa durée utile d'ici à l'année 2014.

Cette capacité de production est attribuable à 35 centrales hydroélectriques dont la puissance varie entre 0,8 et 76 MW, pour une puissance totale de 257 MW. Des centrales hydroélectriques devraient être remises en état ou réaménagées indéfiniment, afin de continuer d'exploiter cette énergie renouvelable. Le chapitre 10 porte sur les plans de remise en état des centrales hydroélectriques.

Les centrales à combustible fossile et nucléaires suivantes, qui représentent une puissance totale de l'ordre de 8,7 GW, devraient être mises au rancart à la fin de leur durée utile de 40 ans.

Centrales à combustible fossile

- Groupe 1 Thunder Bay 100 MW
- Lakeview 2 286 MW
- Lambton 2 100 MW
- Groupes 1 à 4 Nanticoke 2 168 MW

Centrale nucléaire

- Pickering A 2 060 MW

Le matériel d'une centrale se détériore pour un certain nombre de raisons. Une partie de cette détérioration survient avec le temps, que les groupes soient en exploitation ou non. Une autre partie de cette détérioration est liée au nombre d'heures de fonctionnement d'un groupe. Une autre partie encore est imputable aux contraintes thermiques causées par les remises en route et les arrêts. Les groupes de production exploités dans des conditions de pression et de température supérieures pour réaliser un rendement élevé sont soumis à une détérioration rapide. L'accroissement des frais d'entretien au fur et à mesure du

Figure 4–13 **Mise au rancart de centrales à combustible fossile et nucléaires**

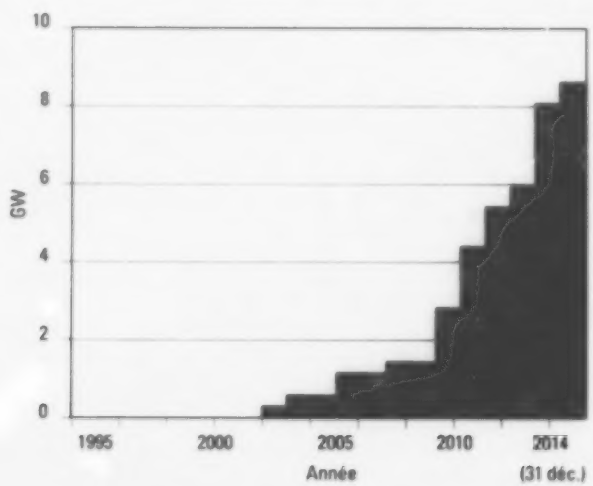
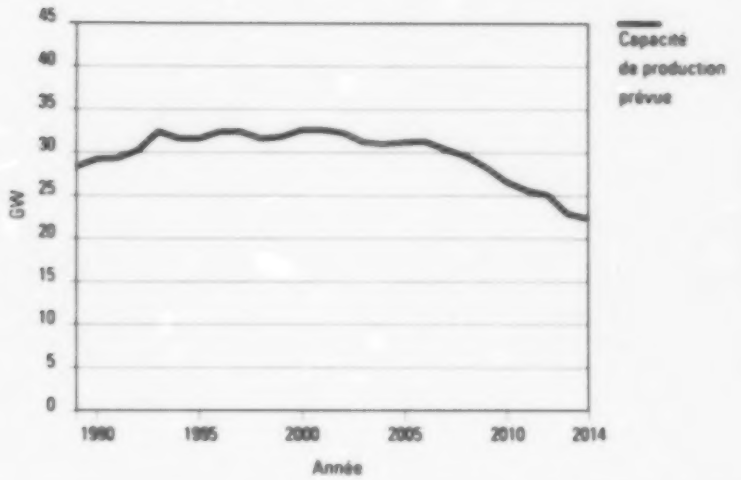


Figure 4–14 **Capacité de production prévue du réseau en place**



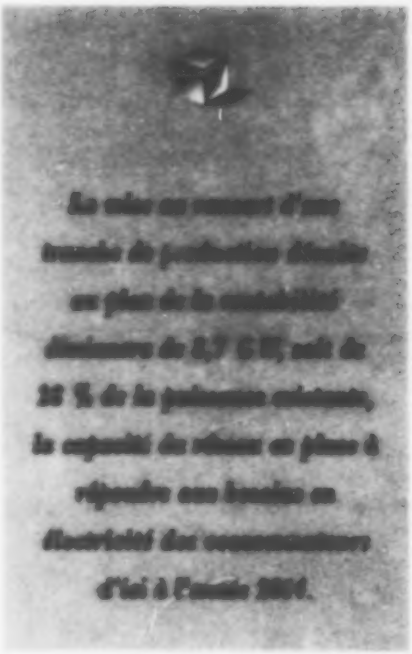
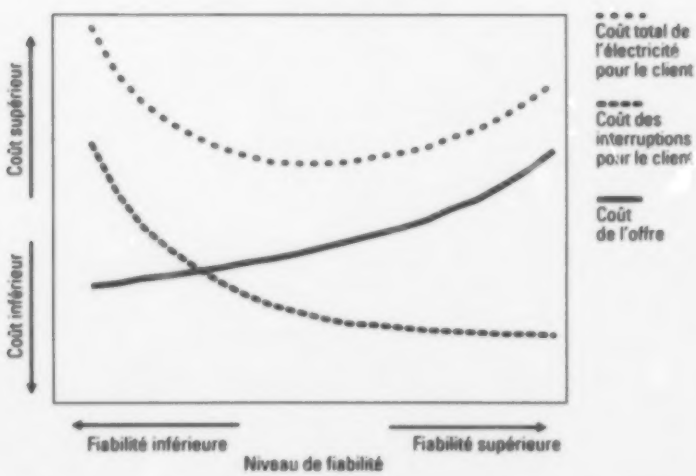


Figure 4–15 **Coût total de l'électricité**



vieillissement d'un groupe de production favorise sa désuétude au plan de la rentabilité.

La nouvelle technologie qui permet d'accroître le rendement et la productivité peut également accélérer la désuétude financière des groupes de production. Jusqu'en 1970, la hausse rapide des améliorations de rendement et de la puissance des groupes a donné lieu au remplacement de nombreux groupes alimentés par des combustibles fossiles, après une durée utile de 15 à 20 ans.

Depuis 1970, peu de progrès ont été accomplis en ce qui concerne le rendement des centrales. En règle générale, la puissance des groupes de production n'a pas augmenté et, par conséquent, les économies d'échelle ont été modestes. Par conséquent, la plupart des sociétés de services publics d'Amérique du Nord s'attendent à ce que les groupes de production d'énergie fossile aient une durée utile plus importante.

Les nouveaux règlements en matière d'environnement et de sécurité, qui exigent des travaux importants de remise en état des

centrales, sont d'autres considérations qui entrent dans l'évaluation de la durée économique utile d'un groupe de production.

Les centrales CANDU fonctionnent à des niveaux de pression et de température inférieurs à ceux des centrales à combustible fossile. Par ailleurs, les centrales nucléaires CANDU se détériorent en raison du procédé nucléaire utilisé. L'accroissement de la puissance au-delà de 881 MW pour les réacteurs CANDU n'est pas envisagé dans un avenir prévisible.

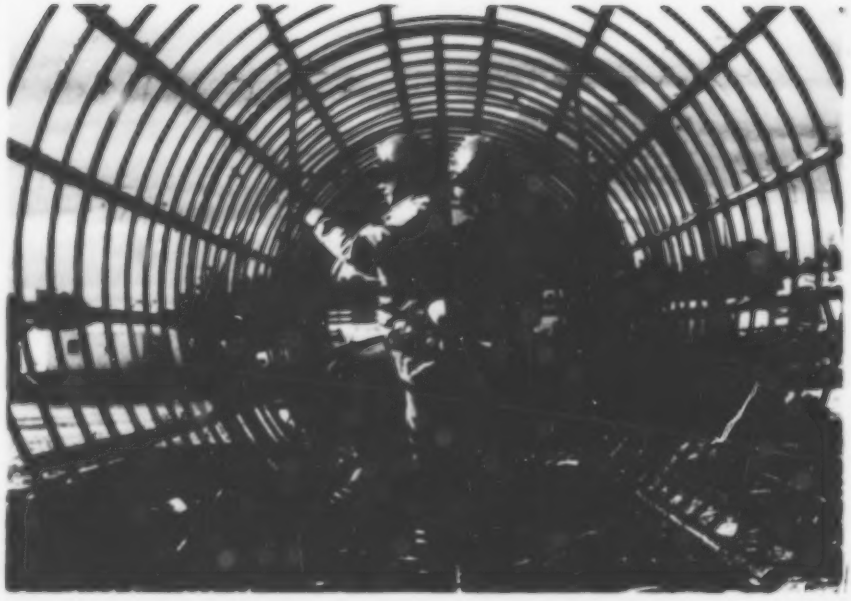
Ontario Hydro s'attend à ce que la durée économique utile de ces centrales à combustible fossile et nucléaires soit de 40 ans. Selon des études de vulnérabilité, les frais que doit supporter la clientèle n'évoluent pas considérablement avec une durée utile plus longue ou plus brève. Le plan de remplacement est cependant considérablement influencé par le changement de la durée utile des centrales.

Même si le Plan suppose une durée utile de 40 ans pour les centrales à combustible fossile et nucléaires, l'on s'attend à ce que ces centrales soient remplacées un peu avant ou après ces 40 ans. La durée utile de 40 ans est considérée comme une prévision médiane pour la mise au rancart des centrales.

La Figure 4–12 présente les dates de mise au rancart prévues des centrales à combustible fossile et nucléaires, au 40e anniversaire de la mise en service de la centrale. La tranche de la production d'origine fossile et nucléaire mise au rancart est représentée à la Figure 4–13.

La mise au rancart de groupes de production désuets au plan financier diminuera de 8,7 GW, soit 28 % de la production existante, la capacité du réseau en place à répondre aux besoins d'électricité des consommateurs d'ici à l'année 2014.

La Figure 4–14 indique la capacité de production prévue du réseau en place de 1989 à 2014, à l'époque de la demande de pointe, en hiver. Cette figure ne suppose aucune centrale nouvelle, sauf celle de Darlington. Elle fait état de la puissance installée, diminuée des mises au rancart et des mises hors service importantes pour remise en état.



Une fois les travaux de construction en cours achevés, le réseau en place sera doté d'une puissance installée de 32,5 gigawatts.

La centrale hydroélectrique Cameron Falls, sur la Nipigon.

Appellation de la société	Puissance de pointe du réseau (%)
Northeast Utilities, Hartford (Conn.)	24
Public Service Electric & Gas of New Jersey	**22**
New York Power Pool	22
Philadelphia Electric	**22**
Delmarva Power & Light, Delaware	22
Maritimes (New Brunswick & Nova Scotia Power)	**20**
Commonwealth Edison	20
Union Electric, St. Louis	**18**
Hydro-Québec	10
Manitoba Hydro	**12**

Puissance garantie à 1995, GW	
Puissance installée en 1993	**32,5**
Puissance nécessaire pour une réserve de 24 %	6,3
Puissance garantie installée	**26,2**

Figure 4–18 **Puissance garantie du réseau en place**

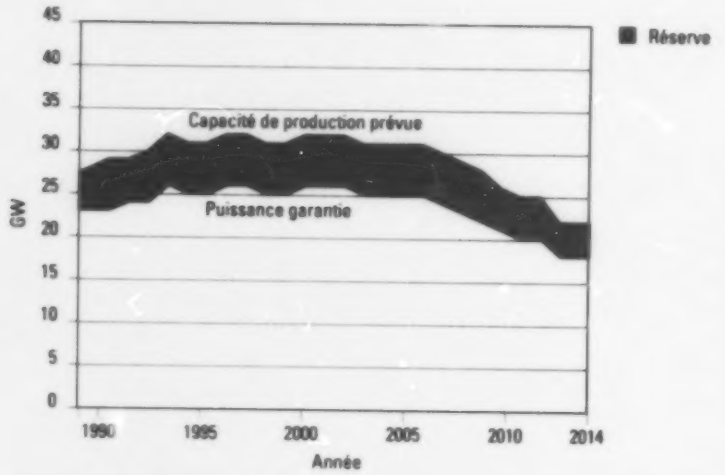
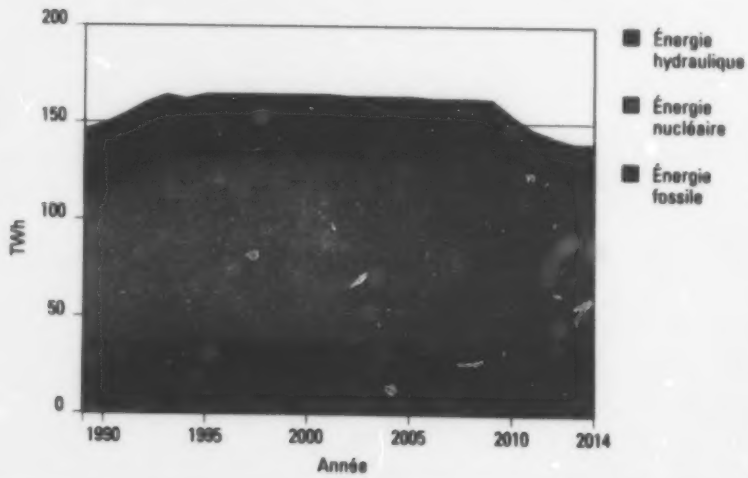


Figure 4–19 **Capacité garantie de référence du réseau en place**



Production [illegible]

Centrale	Nombre de centrales	Nombre de groupes	Dates de mise en service	Puissance de pointe MW	Facteur d'utilisation moyen %	Production type d'énergie GWh
Énergie hydraulique						
Rivière Niagara	6					
Sir Adam Beck nº 1		10	1922–1930	468	80	2 805
Sir Adam Beck nº 2		16	1954–1958	1 291	85	9 941
Centrale de pompage		6	1957–1958	197	–7	–183
Ontario Power		12	1905–1913	9	44	982
DeCew Falls nº 1		6	1894–1911	28	27	80
DeCew Falls nº 2		2	1943–1947	128	87	1 102
Fleuve Saint-Laurent	1					
Robert H. Saunders		16	1958–1959	740	87	7 033
Rivière Des Outaouais	4					
Otto Holden		8	1952–1953	214	82	1 146
Des Joachims		8	1950–1951	438	81	2 170
Chenaux		8	1950–1951	118	80	725
Chats Falls (la moitié appartenant à l'Ontario)		8	1931	94	46	540
Rivière Madawaska	5					
Mountain Chute		2	1967	165	60	288
Barrett Chute		2	1942	42	19	290
Agrandissement		2	1968	130		
Arnprior		2	1976–1977	78	20	143
Stewartville		3	1948	64	20	296
Agrandissement		2	1969	102		
Calabogie		2	1917	3,0	63	22
Rivière Trent	8					
Healey Falls		3	1913–1919	11,4	72	70
Ranney Falls		3	1922–1926	8,6	68	52
Meyersburg		3	1924	5,2	21	38
Sidney		4	1911	3,1	57	20
Hagues Reach		3	1925	3,4	55	19
Seymour		5	1908–1911	3,1	65	17
Frankford		4	1913	2,6	54	14
Sills Island		2	1926	1,8	48	8
Total partiel pour l'énergie hydraulique	24	142		4 217		26 547

Conséquences de la baisse de fiabilité

Si la demande d'électricité s'accroît au point où les interruptions sont de plus en plus probables, les premières mesures adoptées sont : le report des travaux de maintenance prévus pour les installations de production et les achats d'urgence auprès d'autres sociétés de services publics (le cas échéant), la rupture de l'alimentation d'électricité dans le cas des clients dont l'approvisionnement est interruptible, les appels lancés auprès du public afin de réduire la consommation d'électricité, et la diminution de la tension du réseau. Ce n'est qu'une fois ces mesures épuisées que l'on peut interrompre l'alimentation garantie d'électricité auprès des clients. La fréquence et la durée des interruptions peuvent être réduites au début, mais s'accroître rapidement au fur et à mesure de la baisse de la réserve.

Centrale	Nombre de centrales	Nombre de groupes	Date de mise en service	Puissance de pointe MW	Facteur d'utilisation moyen %	Production type d'énergie GWh
Rivière Montréal	1					
Lower Notch		2	1971	260	79	414
Rivière Mattagami	3					
Wawaitin		4	1963–1970	10,7	60	56
Sandy Falls		3	1931–1950	2,6	66	17
Lower Sturgeon		2	1933	5,9	82	41
Rivière Montréal	2					
Indian Chute		2	1923–1924	3	73	18
Hound Chute		4	1910–1911	3,5	69	27
Rivière Mesabitchuan	1					
Mesabitchuan		4	1918	10	61	57
Rivière South	3					
Elliott Chute		1	1929	1,2	53	5
Bingham Chute		2	1923–1924	0,9	49	4
Nipissing		2	1921–1924	1,6	59	10
Rivière Sturgeon	1					
Crystal Falls		4	1921	0,2	58	41
Rivière Wanapitei	3					
Stinson		2	1925	5,7	44	19
Coniston		3	1905–1915	4,2	51	18
McVittie		2	1912	1,8	33	11
Rivière Nipigon	3					
Pine Portage		4	1950–1954	112,9	63	727
Cameron Falls		7	1930–1958	75,9	74	497
Alexander		5	1930–1958	62,4	60	408
Rivière des Anglais	3					
Ear Falls		4	1930–1948	10,8	79	111
Manitou Falls		5	1956–1958	59,5	72	354
Caribou Falls		3	1958	82	62	465
Rivière Winnipeg	1					
Whitedog Falls		3	1958	68,7	66	385
Total partiel pour l'énergie hydraulique	21	68		784		3 679

Réserve de garantie

Les consommateurs considèrent que l'offre d'électricité est fiable quand ils peuvent compter en permanence sur la totalité de l'électricité dont ils ont besoin. On mesure généralement la non-fiabilité à la fréquence d'interruption de l'électricité, à la durée de son interruption et à la quantité d'électricité appelée par le consommateur et qui n'est pas livrée.

En général, il est impossible qu'un réseau électrique soit parfait ou fiable à 100 %. Ce principe soulève la question essentielle de la mesure dans laquelle un réseau électrique doit être fiable. La Figure 4–15 illustre, théoriquement, la réponse à cette question. Afin de rendre plus fiable un réseau électrique, le coût de l'ajout des installations nécessaires aura pour effet d'accroître le prix de l'électricité pour le consommateur. Par ailleurs, si l'on n'aménage pas suffisamment d'installations, les consommateurs devront supporter le coût de l'indisponibilité de l'électricité en raison des interruptions du service. Par exemple, la plupart des usines devraient supporter des frais énormes au titre de la production perdue en raison de l'interruption de l'alimentation électrique. L'incidence de la non-fiabilité varie en outre pour chaque client. Par exemple, l'effet d'une interruption sur un particulier est différent de l'incidence produite sur une usine.

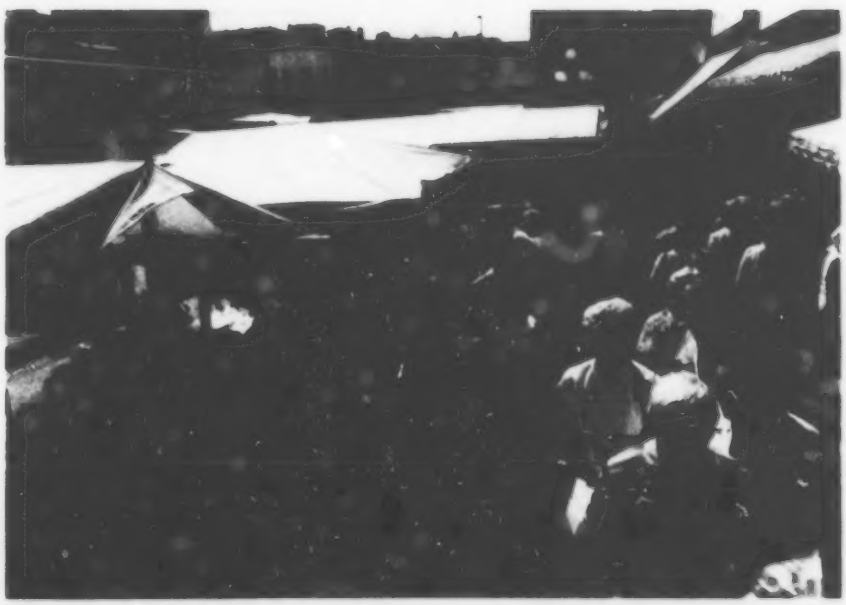
Des études sur la façon de réduire les frais d'alimentation électrique et les coûts des inconvénients pour la clientèle ont amené Ontario Hydro à mettre au point une norme de fiabilité pour la production de 25 minutes-réseau par an. De cette façon, en moyenne à long terme, les clients seront privés d'électricité pour l'équivalent de 25 minutes par an au cours de la période de puissance maximum appelée aux heures de pointe, en raison d'une production insuffisante. D'autres interruptions pourraient se produire à la suite de difficultés de transport, de distribution et autres.

Il est impossible d'atteindre la perfection parce qu'on ne peut prévoir parfaitement la demande et que les centrales ne peuvent pas toujours produire en cas de besoin. Par exemple,

Puissance installée par centrale

Centrale	Nombre de centrales	Nombre de groupes	Date de mise en service	Puissance de pointe MW	Facteur d'utilisation moyen %	Production type d'énergie GWh
Rivière Kaministikwia	2					
Silver Falls		1	1959	45,5	45	190
Kakabeka Falls		4	1906–1914	17	51	148
Rivière Agassabon	1					
Agassabon		2	1948	42,0	82	315
Rivière Mississippi						
High Falls	1	3	1920	2,6	86	15
Rivière Rideau						
Merrickville	1	2	1915–1919	0,8	68	3
Rivière Otonabee	2					
Auburn		3	1911–1912	1,0	57	10
Lakefield		1	1928	1,7	48	8
Rivière Muskoka	2					
Ragged Rapids		2	1930	7,5	69	42
Big Eddy		2	1941	7,1	68	36
Muskoka Sud	3					
South Falls		3	1916–1925	4,2	76	27
Trethewey Falls		1	1929	1,6	50	9
Hanna Chute		1	1926	1,2	88	8
Rivière Beaver	1					
Eugenie		3	1915–1920	0,3	90	10
Rivière Severn	1					
Big Chute		4	1911–1919	4,3	88	30
Rivière Abitibi	2					
Abitibi Canyon		5	1933–1959	394	82	1 313
Otter Rapids		4	1961–1963	178	84	660
Rivière Mattagami	3					
Little Long		2	1963	127	18	537
Harmon		2	1965	132	49	603
Kipling		2	1966	142	47	635
Total partiel pour l'énergie hydraulique	19	47		1 918		4 606

Centrale	Nombre de centrales	Nombre de groupes	Date de mise en service	Puissance de pointe MW	Facteur d'utilisation moyen %	Production type d'énergie GWh
Rivière Mississagi	4					
Aubrey Falls		2	1969	158	13	185
George W. Rayner		2	1950	46	5	18
Wells		2	1970	229	18	369
Red Rock Falls		2	1960–1961	40	53	194
Total partiel pour l'énergie hydraulique	**4**	**8**		**473**		**766**
Total pour l'énergie hydraulique	68	265		6 489		35 600



Les réseaux assurent le transport de l'électricité entre les centrales d'Ontario Hydro et les points de livraison aux quatre coins de la province.

la demande d'électricité peut varier du fait d'intempéries ou d'une croissance économique imprévue.

Aucune forme d'énergie, qu'elle soit hydraulique, fossile ou nucléaire, n'est continuellement en exploitation. Toutes les formes d'énergie comportent des difficultés qui obligent à mettre des centrales hors service. La capacité de production supplémentaire qui permet de faire face à des difficultés et de pallier d'autres facteurs porte le nom de réserve de garantie.

Les grandes centrales ont tendance à offrir des coûts d'énergie unitaires inférieurs et une fiabilité également inférieure. La planification vise à réduire l'ensemble des frais que doivent supporter les clients, en établissant une capacité unitaire optimale et une puissance de pointe de réserve† adaptée pour le réseau.

La puissance de pointe de réserve nécessaire pour respecter le critère de fiabilité de 25 minutes-réseau d'Ontario Hydro varie généralement entre 22 % et 24 % de la charge consommée.

$$\text{Puissance de pointe de réserve} = \frac{\text{réserve de garantie}}{\text{charge consommée}} \times 100$$

En Amérique du Nord, un certain nombre de sociétés de services publics commencent à exprimer la puissance de pointe de réserve en fonction d'une puissance de réserve† selon la formule suivante :

$$\text{Puissance de réserve} = \frac{\text{réserve de garantie}}{\text{puissance totale}} \times 100$$

D'après cette formule, la puissance de réserve type des sociétés de services publics varie entre 16 % et 20 %.

Les interruptions du réseau d'une société de services publics peuvent entraîner des difficultés pour les autres réseaux qui y sont raccordés. Voilà pourquoi les sociétés de services publics d'Amérique du Nord se réunissent à intervalles périodiques afin de faire le point sur la fiabilité de leurs réseaux, dans le cadre d'une tribune connue sous le nom de «North

Production du réseau en place (suite)

Centrale	Nombre de centrales	Nombre de groupes	Dates de mise en service	Puissance de pointe MW	Facteur d'utilisation moyen %	Production type d'énergie GWh
Énergie fossile						
Centrales au charbon	5					
Lakeview		8	1962–1968	2 286	65	1 082
Lambton		4	1969–1970	2 100	72	5 381
Nanticoke		8	1973–1978	4 096	78	15 443
Thunder Bay, groupe 1		1	1963	100	66	27
groupes 2 et 3		2	1981–1982	330	65	733
Atikokan		1	1984	215	84	530
Total partiel (charbon) (COPV)	5	24				
Centrales au mazout résiduel (COPV)	1					
Lennox		4	1976–1977	2 232	87	88
Total partiel (COPV)	6	28		11 589		23 285
GTC au mazout	9					
Lakeview		3	1967	22	90	
Lambton		3	1967	23	90	
Nanticoke		3	1971	23	90	
Lennox		2	1975	5	90	
Bruce «A»		2	1974–1976	33	90	
Bruce, services généraux		3	1978	33	90	
Bruce «B»		2	1982–1984	33	90	
Darlington		2	1987	52	90	
Thunder Bay		2	1988	33	90	
Total partiel (mazout) GTC	9	22		258		13
Énergie nucléaire						
Centrales à l'uranium (CANDU)	5					
Pickering A		4	1971–1973	2 060	86	15 257
Bruce A		4	1976–1978	3 076	58	15 435
Pickering B		4	1983–1985	2 064	85	15 103
Bruce B		4	1984–1987	3 440	83	24 711
Darlington		4	1989–1992	3 524	85	25 885
Total (nucléaire)	5	20		14 164		96 391
Total (réseau en place)	79*	313*		32 500**		

Sauf les GTC* * Y compris les GTC*

American Electric Reliability Council» (NERC). Le NERC énonce des directives en matière de fiabilité pour les sociétés de services publics.

Pour les besoins du présent rapport, une puissance de pointe de réserve cible de 24 % a été utilisée. Dans les scénarios de la courbe prévisionnelle médiane, cette réserve varie de 22 % à 24 % en raison de l'évolution annuelle de la demande et des facteurs de l'offre.

Nous reproduisons à la Figure 4–16, pour permettre les comparaisons, les exigences en matière de réserve de garantie d'autres sociétés de services publics.

Il convient d'examiner cette comparaison avec précaution, étant donné que la définition et le calcul de la réserve peuvent varier parmi les sociétés de services publics. Des sociétés comme Hydro–Québec et Manitoba Hydro font essentiellement appel à l'énergie hydraulique; elles possèdent de bonnes réserves d'eau, et sont en mesure d'exercer leurs activités avec des réserves inférieures, en raison de la grande fiabilité des centrales hydroélectriques. Les autres sociétés de services publics représentées sont dotées de réserves comprises entre 18 % et 24 %. Chaque société se constitue une puissance de pointe de réserve afin d'améliorer sa situation particulière. Par exemple, Commonwealth Edison compte sur de solides installations d'interconnexions.

Puissance garantie future du réseau en place

La Figure 4–17 représente l'incidence de la prévision d'une puissance de pointe de réserve de 24 %.

D'ici à 1993, une fois la centrale de Darlington achevée, les installations de production d'Ontario Hydro seront dotées d'une puissance installée totalisant environ 32,5 GW. Avec une réserve de 24 % de la charge consommée, la réserve dont doit être doté le réseau de 32,5 GW d'Ontario Hydro s'élève à 6,3 GW.

La différence entre ces deux chiffres s'établit à 26,2 GW. C'est ce qu'on appelle la «puissance garantie» du réseau en place, soit la demande de pointe qui peut être satisfaite de façon fiable par le réseau, en tenant compte des pertes au cours du transport.

Comme l'indique la Figure 4–18, la puissance garantie prévue du réseau en place augmente avec la mise en service de la centrale de Darlington, reste égale jusqu'en 2006, puis se replie régulièrement avec la fin de la durée utile de centrales importantes.

Capacité garantie future du réseau

Les énergies hydraulique et nucléaire représentent les formes d'énergie déjà utilisées dans toute la mesure du possible, puisqu'elles offrent les frais variables les plus faibles. L'énergie fossile n'est utilisée qu'au besoin, puisqu'il s'agit de la forme d'énergie la plus onéreuse. Il serait possible d'utiliser davantage l'énergie fossile, moyennant un supplément de prix, s'il devait y avoir une plus grande demande en dehors des périodes de pointe, sous réserve du respect d'autres mesures de protection de l'environnement.

La puissance garantie pratique du réseau en place est limitée par la quantité de dispositifs d'épuration des émissions acides des centrales au charbon.

La limite des émissions acides tombe de 430 à 280 Gg par an en 1990 et à 215 Gg par an en 1994. Cette limite restreint la capacité de production d'origine fossile. L'installation de conditionneurs de gaz de combustion à partir de 1990 et d'épurateurs à partir de 1994 permettra de rétablir cette production, qui accusera cependant une baisse nette de l'ordre de 6 TWh.

Avec l'entrée en service de la centrale de Darlington, la production d'origine nucléaire s'accroît d'environ 24 TWh. La Figure 4–19 représente la production énergétique du réseau, en tenant compte des restrictions en matière d'environnement.

Selon ces restrictions, la production énergétique du réseau atteint, pour 1989, environ 150 TWh; au milieu des années 1990, cette production se stabilise à environ 165 TWh par an. Après 2002, elle fléchit en raison de la mise au rancart de centrales. On utilise environ 9 TWh par an de cette production comme réserve pour les éventualités.

Les nouveaux règlements en matière d'environnement, qui font actuellement l'objet de débats, pourraient faire diminuer encore la production d'origine fossile. ■

Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

5 BESOINS DE SOLUTIONS NOUVELLES POUR L'ACCROISSEMENT DE L'OFFRE ET LE RALENTISSEMENT DE LA DEMANDE

La présent chapitre définit le besoin en matière de solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande jusqu'en 2014, en établissant une comparaison entre l'intervalle complet de prévision de la demande d'électricité de base (chapitre 3) et la puissance garantie du réseau en place (chapitre 4).

Cette comparaison indique qu'il faut adopter des décisions avec diligence en ce qui concerne les solutions pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande, afin de veiller à ce que les consommateurs d'électricité de la province continuent de compter sur un service fiable et à coût raisonnable.

BESOINS DE PUISSANCE DE POINTE

Courbe prévisionnelle médiane : solutions nouvelles nécessaires d'ici à 1993

La Figure 5–1 fait état de la prévision médiane de la charge de base pour la puissance de pointe, ainsi que de la puissance garantie du réseau en place d'ici à 2014. L'année au cours de laquelle la demande dépasse la puissance existante s'appelle la «date du besoin de solutions nouvelles». Pour la courbe médiane, la date du besoin est fixée à 1993. Entre 1990 et 1993, l'offre et la demande restent assez bien équilibrées, avec la mise en service de la centrale de Darlington.

Pour ce qui est de la planification à long terme, la divergence croissante entre la demande prévisionnelle et la puissance garantie jusqu'en l'an 2000 et ultérieurement représente le facteur essentiel.

Les solutions nécessaires au–delà de la date du besoin peuvent se présenter sous la forme d'un ralentissement de l'accroissement de la demande ou de nouvelles sources d'approvisionnement visant à accroître la puissance garantie. L'importance de l'écart au cours d'une année en particulier correspond à la quantité de la demande à satisfaire grâce aux solutions nouvelles d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande.

Il convient de faire observer que la demande continue de s'accroître de 1993 à 2014 et que la puissance se replie considérablement, en raison des mises au rancart pendant la période de 2006 à 2014. Le besoin de solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande passe à 21 GW en 2014. Ce chiffre est proche de la demande de puissance de pointe à l'heure actuelle.

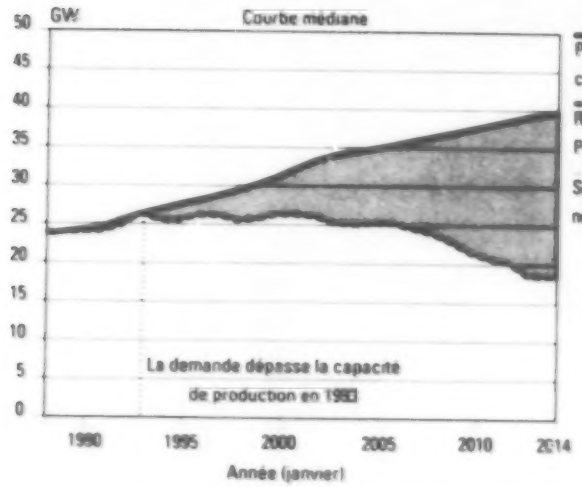
Courbe prévisionnelle supérieure : les solutions nécessaires à l'heure actuelle

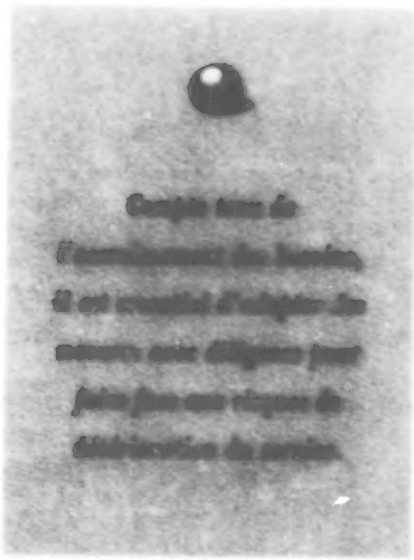
Il est essentiel de se rappeler que la prévision de la charge de base est établie selon un intervalle, afin de tenir compte de l'incertitude qui règne au sujet de l'accroissement des besoins en électricité de la province. Cet intervalle de prévision est défini au chapitre 3.

La Figure 5–2 représente la prévision maximale de la charge de base et la puissance garantie du réseau en place. Si la charge continue de s'accroître selon la courbe supérieure sans que l'on mette en oeuvre de solutions pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande, la réserve de fiabilité diminuera.

Compte tenu du délai de mise en production[1] des solutions nouvelles, Ontario Hydro prépare actuellement les groupes de la centrale R.L. Hearn en cas d'éventualités, afin de faire face à cette exigence éventuelle.

Figure 5–1 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande – Puissance maximale appelée**





Il s'agit d'une mesure à court terme, étant donné que cette centrale est à la fois dépassée, désuète et très onéreuse. Le besoin de solutions nouvelles en matière d'offre et de demande passe à 26 GW en 2014.

Courbe prévisionnelle inférieure : les solutions nouvelles nécessaires d'ici à l'an 2000

Il existe 50 % de probabilité que la charge soit inférieure à la courbe médiane et 10 % qu'elle soit inférieure à la courbe inférieure. Comme l'indique la Figure 5–3, il faudra toujours mettre au point des solutions nouvelles pour la courbe inférieure à partir de l'an 2000. En 2014, le besoin représente 15 GW, dont une part essentielle est attribuable à la mise au rancart des centrales à combustible fossile et nucléaires en place.

Figure 5–2 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande – Puissance maximale appelée**

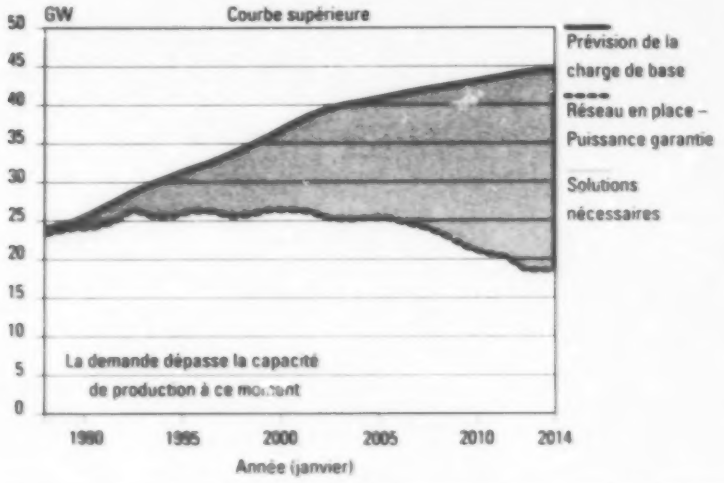
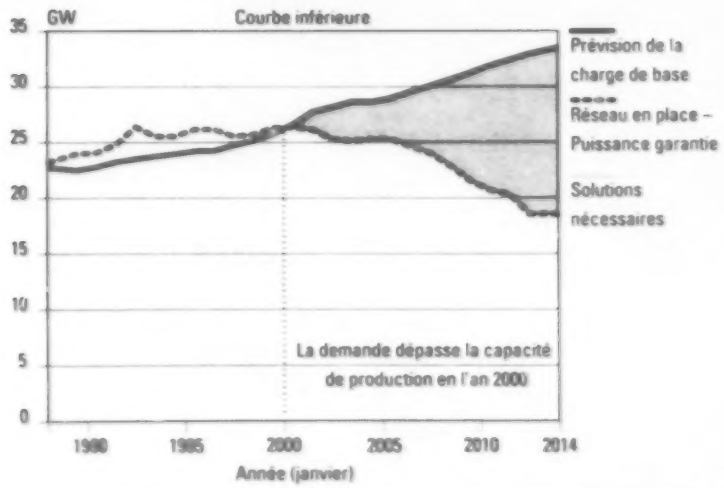


Figure 5–3 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande – Puissance maximale appelée**



MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

La pénurie prévue donnerait lieu à un réseau non fiable

Si l'on n'adoptait pas de mesures pour accroître l'offre et ralentir la demande au moment où cette dernière commence à dépasser la capacité de production du réseau, la fiabilité du service régresserait. Même si cette détérioration n'était pas constatée immédiatement, elle s'accélérerait au fur et à mesure de l'élargissement de l'écart entre la demande et la capacité de production du réseau.

Selon la prévision médiane, la réserve de garantie se replierait sans doute à 15 % en 1995 ou 1996, comparativement au niveau cible de 24 %. La demande d'énergie† non satisfaite augmenterait probablement à raison de plusieurs fois la norme admissible. Avec une puissance de pointe de réserve planifiée de 15 % seulement, la demande énergétique non satisfaite atteindrait en moyenne 160 minutes–réseau par an, comparativement aux critères de fiabilité de 25 minutes–réseau par an.

Compte tenu de l'accroissement des besoins, il est essentiel d'adopter des mesures avec diligence pour faire face aux risques de détérioration du service.

Résumé : Date du besoin et exigences

La Figure 5–4 présente, sous forme de tableau, les besoins en matière de solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande. En 2014, le besoin de solutions nouvelles en matière d'offre et de demande varie entre 15 GW et 26 GW. La puissance garantie du réseau en place s'élevait à 23 GW en 1988.

La Figure 5–5 présente les besoins d'offre et de demande en gigawatts par an pour les trois courbes de l'intervalle de prévision.

Figure 5.4 **Besoins* de solutions nouvelles en matiere d'offre et de demande (GW)**

Janvier	Courbe prévisionnelle inférieure	Courbe prévisionnelle médiane	Courbe prévisionnelle supérieure
1990	0	0	0,9
1995	**0**	**2,0**	**5,2**
2000	0	5,0	9,9
2005	**3,4**	**9,7**	**15,4**
2010	9,8	16,0	21,4
2014	**15,0**	**21,3**	**26,2**

*Niveau que doit egaler la puissance garantie

Figure 5–5 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande – Puissance maximale appelée**

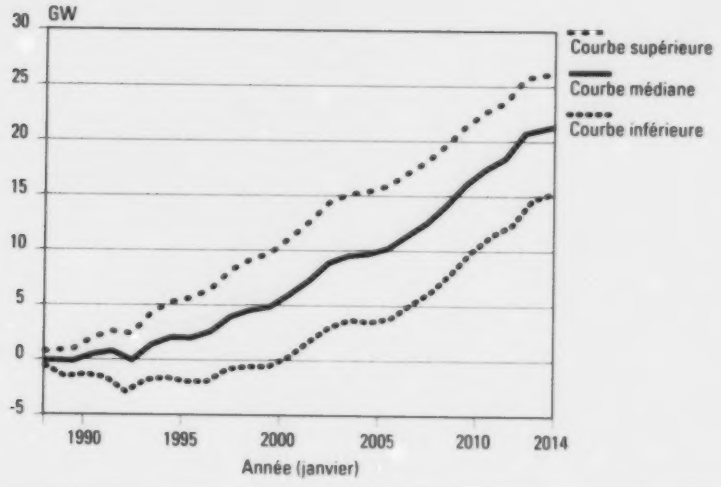
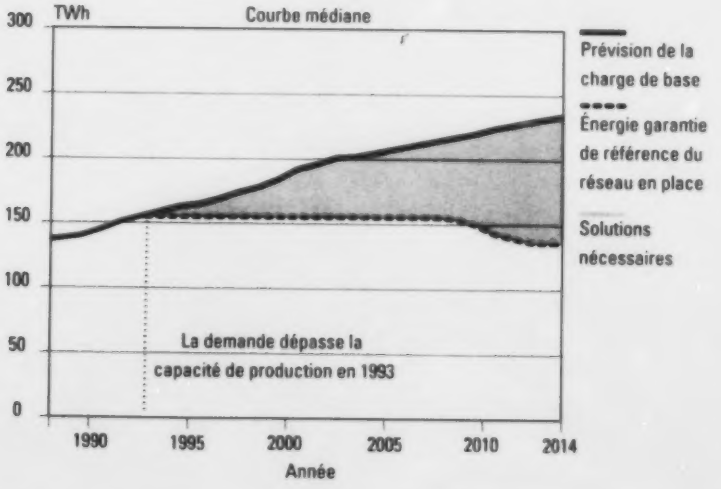


Figure 5–6 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande* – Demande annuelle d'énergie**



* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande et par le redéploiement du réseau en place.

Besoins énergétiques

Les besoins d'énergie et de puissance sont tous deux essentiels à la planification. Ces besoins ont des incidences importantes. La planification visant à satisfaire le besoin de puissance produit des conséquences substantielles pour la protection de la fiabilité, alors que le respect des exigences énergétiques a des retombées importantes en ce qui concerne le maintien de coûts raisonnables et l'atténuation des conséquences environnementales.

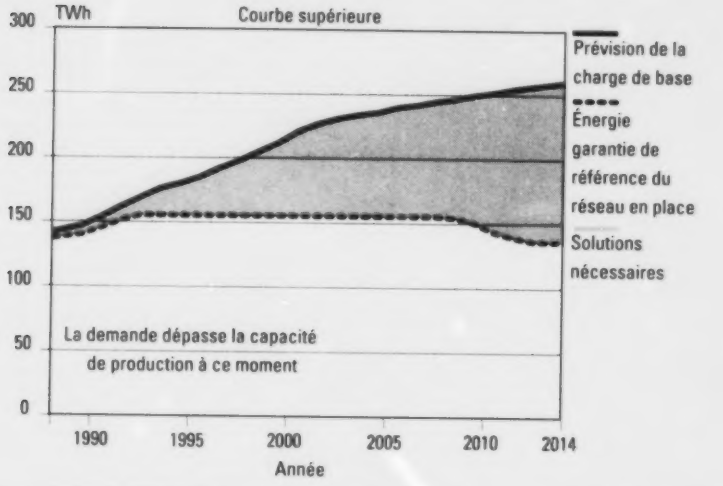
Les Figures 5–6, 5–7 et 5–8 présentent le besoin d'énergie en fonction des courbes de prévision de la charge médiane, supérieure et inférieure. La courbe supérieure représente la prévision de la charge de base pour l'énergie et la courbe inférieure représente l'énergie garantie du réseau en place. Ces figures indiquent des besoins énergétiques à satisfaire grâce aux nouvelles solutions pour l'offre et la demande et par le redéploiement du réseau en place.

Par exemple, il est possible d'exploiter selon des facteurs d'utilisation supérieure les centrales au charbon afin de satisfaire une partie du besoin d'énergie de demain. Pour ce faire, il faudra moderniser les épurateurs afin de réduire les émissions acides.

La Figure 5–9 énumère le besoin d'énergie à satisfaire grâce aux nouvelles solutions pour l'offre ou la demande ou au redéploiement du réseau en place. En 2014, le besoin annuel d'énergie passe à un supplément de 98 térawattheures pour la courbe prévisionnelle médiane. Il s'agit d'une hausse d'environ 75 % par rapport à la demande d'énergie de 1988. L'accroissement de la demande d'énergie a tendance à faire augmenter les conséquences sur l'environnement, sauf si des solutions ayant des conséquences moindres sont adoptées et engagées avec diligence.

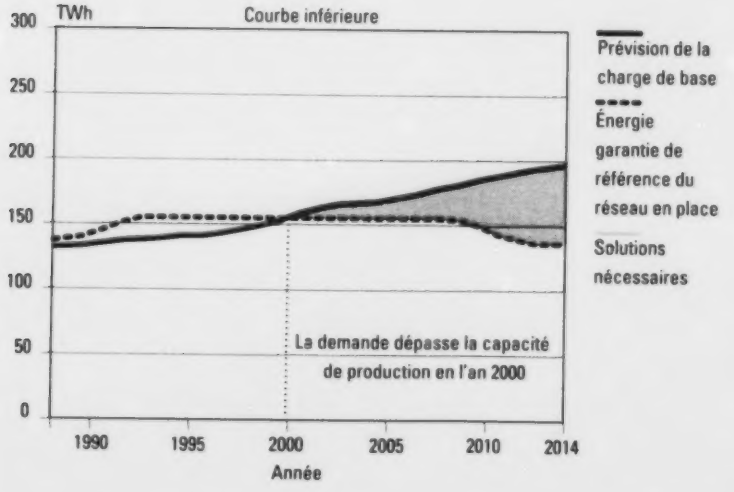
La Figure 5–10 fait état du besoin d'énergie pour la mise en oeuvre des solutions nouvelles.

Figure 5–7 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande* – Demande annuelle d'énergie**



* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande et par le redéploiement du réseau en place.

Figure 5–8 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande* – Demande annuelle d'énergie**

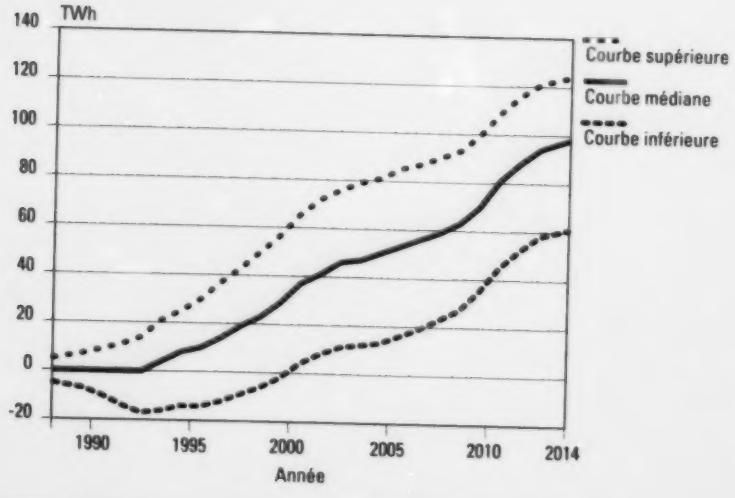


* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande et par le redéploiement du réseau en place.

Besoin d'énergie prévu (TWh)

Année	Courbe prévisionnelle inférieure	Courbe prévisionnelle médiane	Courbe prévisionnelle supérieure
1990	0	0	7
1995	0	8	25
2000	0	29	57
2005	13	50	81
2010	35	70	100
2014	61	98	124

Figure 5–10 **Solutions nécessaires en matière d'offre et de demande* – Demande annuelle d'énergie**



* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande et par le redéploiement du réseau en place.

Les préparatifs des solutions nouvelles pour l'offre et la demande doivent être entrepris sans tarder.

Le présent chapitre fait état de dates précoces du besoin et des exigences considérables en matière de solutions nouvelles pour l'offre et la demande, afin d'assurer la fiabilité du service, la modicité des frais comptés aux consommateurs et la protection de l'environnement.

Certaines solutions prévoient des délais de réalisation relativement brefs, par exemple, des programmes de gestion de la demande, la production privée d'électricité et les turbines à combustion. Ontario Hydro s'en remet à ces solutions pour répondre aux besoins des consommateurs au cours des années 1990.

Dans sa planification, Ontario Hydro doit tenir compte du fait que la mise en oeuvre des programmes de gestion de la demande et la conception, l'approbation et la réalisation de nouvelles installations d'approvisionnement à coût raisonnable exigent du temps. En raison de ces délais de mise en production assez longs, il est essentiel d'entreprendre sans tarder les préparatifs nécessaires. ●

Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11
Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement

Chapitre 12
Plan des ressources hydrauliques

Chapitre 13
Besoin de sources majeures d'approvisionnement

Chapitre 14
Sources majeures d'approvisionnement

Chapitre 15
Principaux plans d'approvisionnement

Chapitre 16
Calcul des coûts épargnés

Chapitre 17
Plans de l'offre et de la demande

Chapitre 18
Plans d'action

6 PRINCIPES DE CALCUL DES COÛTS ET COÛTS D'ÉLECTRICITÉ ÉPARGNÉS

Le chapitre 5 définit le besoin en matière de solutions supplémentaires pour l'offre et la demande au titre de chaque année de la période du Plan, soit 25 ans. Pour répondre à ce besoin, le coût est l'un des premiers critères de l'élaboration du plan le mieux intégré de l'offre et de la demande.

Le présent chapitre met l'accent sur les principes généraux de calcul des coûts utilisés par Ontario Hydro afin de faciliter la prise de décisions en matière de planification, de même que sur une application particulière dite des «coûts épargnés». On entend par «coûts épargnés» les frais d'approvisionnement qu'on évite quand une solution d'accroissement de l'offre ou de ralentissement de la demande remplace un élément équivalent d'un Plan de l'offre et de la demande.

Les personnes intéressées par la question des coûts épargnés abordent ce sujet sous des angles nombreux et différents, soit aussi bien la motivation de la rentabilité que le caractère raisonnable des coûts. Au fil des années, on a adopté, dans un certain nombre de territoires aux États-Unis, toutes sortes de méthodes et d'hypothèses pour calculer les coûts épargnés. Cette variété accentue la controverse à ce sujet.

Ontario Hydro a pour mission d'exercer ses activités dans l'intérêt de ses clients. Il est essentiel que les principes de calcul des coûts soient fondamentalement sains et appliqués avec uniformité, de façon que les coûts soient justes pour tous les intéressés.

Les estimations de coûts des solutions relatives à la production d'électricité dans les installations dont Ontario Hydro est propriétaire et exploitant constituent un exemple de justice à cet égard. Ces estimations doivent être complètes et réalistes, en plus de tenir compte de tous les coûts directs et indirects. De même, les estimations d'Ontario Hydro en ce qui concerne les solutions gérées par des tiers doivent également être exhaustives et réalistes, en plus de tenir compte de tous les coûts directs et indirects.

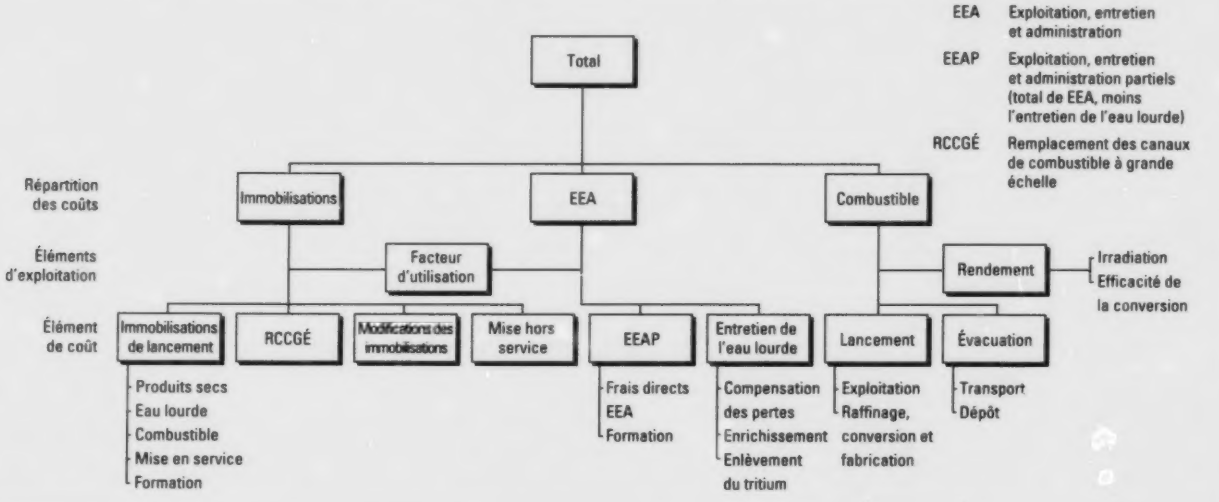
Soucieuse de l'importance de cette question et de la controverse qu'elle suscite, Ontario Hydro a déclaré, devant le Comité spécial de l'énergie de l'Assemblée législative de l'Ontario, qu'elle avait l'intention, en principe, de consulter périodiquement le public sur les principes de calcul des coûts et le calcul des coûts épargnés. Le présent rapport, en particulier les chapitres 6 et 16, énonce le principe de la consultation du public à ce sujet.

Le 6 novembre 1989, le ministre de l'Énergie a annoncé que l'examen de ce plan se déroulerait devant la Commission des évaluations environnementales et qu'il porterait notamment sur la question des coûts sociaux et environnementaux. Les sujets relatifs aux coûts et aux avantages sociaux et environnementaux sont exposés dans le présent chapitre.

À l'heure actuelle, tout un éventail de solutions pour l'offre et la demande permettent de répondre aux besoins en électricité de l'Ontario. Les besoins futurs seront également satisfaits grâce à un éventail de solutions analogues.

En prenant des décisions sur les solutions à mettre en oeuvre, Ontario Hydro doit pouvoir les évaluer sous des angles variés. Même si elle fait appel à de nombreux critères, l'évaluation reposant sur les coûts constitue l'un des critères essentiels. Ontario Hydro

Figure 6–1 **Modèle des coûts des projets nucléaires, accompagné des coûts du cycle complet de la durée utile**



tient à savoir comment les solutions et groupes de solutions différents auront une incidence, à long terme, sur les coûts de l'électricité pour sa clientèle.

Il n'existe pas deux solutions absolument identiques. Certaines solutions d'accroissement de l'offre seront plus onéreuses à mettre en oeuvre que d'autres. Certaines encore nécessiteront, plus que les autres, des immobilisations élevées pour assurer la protection de l'environnement. Enfin, certaines solutions dureront pendant des décennies, tandis que d'autres ne s'étendront que sur quelques années. Dans l'évaluation des coûts, Ontario Hydro tient compte de ces caractéristiques différentes.

On a notamment examiné différents principes et modes d'évaluation des coûts qui tiennent compte de ces caractéristiques et permettent d'envisager les coûts sous des angles différents. Par exemple, il faut examiner les coûts comptables pour évaluer les incidences sur les tarifs, alors que pour l'analyse de rentabilité, on envisage plutôt les coûts supplémentaires. Le présent chapitre porte sur les différentes méthodes et les perspectives envisagées. Les méthodes de calcul des coûts sont appliquées uniformément à l'ensemble des solutions pour l'offre et la demande.

Le principe des coûts épargnés est particulièrement utile dans l'évaluation des coûts de la gestion de la demande, de la production privée d'électricité et de la production hydraulique. Ce principe, qui s'inspire des notions d'évaluation financière, est défini plus loin dans ce chapitre.

Les principes de calcul des coûts employés par Ontario Hydro sont utilisés par d'autres sociétés de services publics pour prendre des décisions analogues.

Voici les principes généraux de calcul des coûts exposés dans ce chapitre :

- La mesure des coûts, en dollars constants et actualisés de l'inflation;
- Les coûts du cycle complet de la durée utile – toutes les solutions;
- Le principe de la charge totale du client†;
- La méthode des coûts comptables;
- Les coûts directs et imputés (CDI)†, par rapport aux coûts d'expansion du réseau† (ER);
- La méthodologie de la valeur actualisée† (VA);

Dans les immeubles commerciaux et industriels, l'éclairage à rendement élevé permet de réaliser des économies, pour le client comme pour la société de services publics.

- Le coût unitaire moyen de l'énergie† (CUMÉ);
- La répartition des coûts sur la durée du Plan;
- Les coûts d'approvisionnement à long terme;
- L'incertitude et les coûts prévus;
- Les coûts et les avantages sociaux et environnementaux.

Les coûts épargnés sont exposés sous les rubriques suivantes :

- Coûts épargnés – principes et applications;
- Établissement des coûts épargnés;
- Calcul des coûts épargnés – PPÉ et gestion de la demande;
- Estimations actuelles des coûts épargnés.

PRINCIPES GÉNÉRAUX DE CALCUL DES COÛTS

Mesure des coûts en dollars constants et actualisés

L'inflation est le premier facteur qui entre en ligne de compte dans l'établissement des prévisions de coûts.

En prévoyant le prix d'une marchandise particulière, il faut tenir compte des incidences du marché qui peuvent accélérer ou ralentir l'évolution des coûts par rapport à l'inflation.

Ontario Hydro exprime ses coûts prévisionnels en dollars constants et actualisés†. Les dollars actualisés représentent la somme réelle consacrée au cours d'une année ultérieure. On les désigne parfois sous l'appellation de «dollars de l'année». Le dollar actualisé tient compte de l'inflation. Pour faire un rapprochement entre le dollar actualisé et le pouvoir d'achat actuel, il faut éliminer l'incidence de l'inflation. Par exemple, une somme actualisée de 1 000 $ dépensée en l'an 2000 ne représenterait, en pouvoir d'achat, que l'équivalent de 600 $ en 1989.

Les coûts qui ne tiennent pas compte de l'inflation sont exprimés en dollars constants ou réels. L'utilisation du dollar constant permet de savoir clairement si les coûts devraient, selon les prévisions, évoluer plus rapidement ou lentement que l'inflation en général. Le dollar constant permet d'établir une comparaison avec les valeurs et le pouvoir d'achat actuel.

$$\text{Dollar réel ou constant} = \frac{\text{dollar actualisé}}{\text{indice d'inflation}}$$

On peut exprimer les coûts réels en dollars constants pour une année en particulier. Dans le présent document, les coûts sont exprimés en dollars constants de 1989.

Coûts du cycle complet de la durée utile

Selon un principe essentiel dans l'estimation des coûts pour la planification de l'offre et de la demande, il faut tenir compte de tous les éléments de coûts pertinents pour une solution, depuis son lancement jusqu'à la postexploitation, à sa mise hors service et à son démantèlement, soit l'ensemble de sa durée d'exploitation.

$$\text{Coût du cycle de la durée utile} = \text{lancement} + \text{exploitation} + \text{postexploitation}$$

Les coûts de lancement comprennent tous les coûts liés à la conception initiale, à l'achat du site et à la réalisation du projet. Les coûts d'exploitation portent notamment, outre l'exploitation, sur l'entretien et l'alimentation d'une solution, de même que sur les frais généraux liés à la réalisation de ces activités. L'exploitation (sauf le combustible), l'entretien et l'administration sont souvent regroupés et désignés collectivement par le sigle EEA. La postexploitation comprend les coûts de mise hors service et d'évacuation du combustible usé.

On peut également répartir les coûts entre les immobilisations, l'EEA et l'alimentation en combustible. La Figure 6–1 présente l'éventail de tous les éléments du cycle de la durée utile, répartis de cette façon. Ce modèle de coût a été examiné et confirmé par l'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires. Une estimation des coûts a été établie pour chaque élément de cette figure.

Actualisation de l'argent

L'indice des prix à la consommation permet généralement de connaître le taux de l'inflation. Le tableau ci-après présente les prévisions de l'indice des prix à la consommation utilisées dans ces études. Ce tableau fait état des sommes qu'il faudra dépenser à l'avenir, et qui correspondent au pouvoir d'achat de 1 $ à l'heure actuelle.

Année	Indice d'inflation	Année	Indice d'inflation
1989	1,00	2002	1,86
1990	1,04	2003	1,97
1991	1,09	2004	2,08
1992	1,14	2005	2,19
1993	1,20	2006	2,30
1994	1,25	2007	2,41
1995	1,31	2008	2,53
1996	1,38	2009	2,66
1997	1,45	2010	2,79
1998	1,52	2011	2,93
1999	1,60	2012	3,08
2000	1,68	2013	3,23
2001	1,77	2014	3,39

La Figure 6–2 donne un exemple des dépenses d'immobilisations pour l'ensemble du cycle de la durée utile d'une centrale nucléaire dont le premier réacteur doit être mis en service en 2002. Tous les coûts sont exprimés en dollars constants de 1989. Cette figure indique que les coûts d'immobilisations interviennent essentiellement pendant la phase du lancement, même si les phases d'exploitation et de la postexploitation font intervenir des coûts en immobilisations importants pour le remplacement des tubes de force et la mise hors service.

Des modèles de coûts analogues ont été élaborés pour l'examen des coûts thermiques. Ces modèles sont corrigés pour tenir compte des éléments particuliers des solutions et tiennent explicitement compte des coûts d'extraction du dioxyde de soufre et des oxydes d'azote.

Pour la PPÉ, les coûts pris en compte sont ceux qui sont précisés dans les contrats et les autres frais, par exemple l'administration d'Ontario Hydro.

Le coût du cycle de la durée utile d'une solution de gestion de la demande comprend les coûts supplémentaires de matériel et d'EEA qui correspondent à cette solution.

Ontario Hydro utilise les coûts du cycle complet de la durée utile pour évaluer les frais représentés par différentes solutions et divers plans. Il est essentiel que les estimations des coûts du cycle de la durée utile soient à la fois complètes et réalistes.

Exactitude des éléments de coût

Dans le cas des solutions qui portent sur les énergies nucléaire et fossile, les estimations de l'exactitude de chaque élément sont regroupées afin d'évaluer l'exactitude de l'ensemble.

Les incertitudes considérées dans l'analyse portent notamment sur la possibilité d'une variation des salaires, des conditions de travail, des perfectionnements technologiques et des besoins sociaux et environnementaux.

L'élaboration des estimations fait appel à une analyse des probabilités dans la mesure

Figure 6–2 **Coût du cycle de la durée utile d'une centrale nucléaire** Total

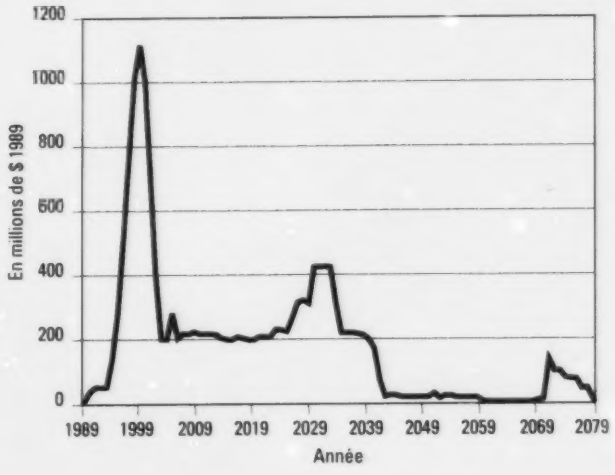


Figure 6–2 **Coût du cycle de la durée utile d'une centrale nucléaire** EEA

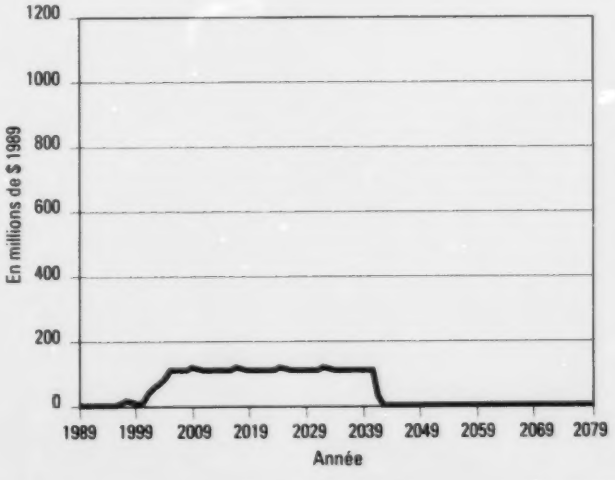


Figure 6–2 **Coût du cycle de la durée utile d'une centrale nucléaire** Immobilisations

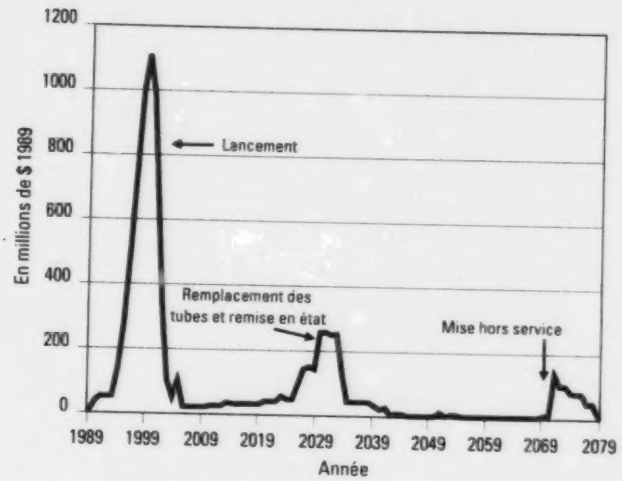
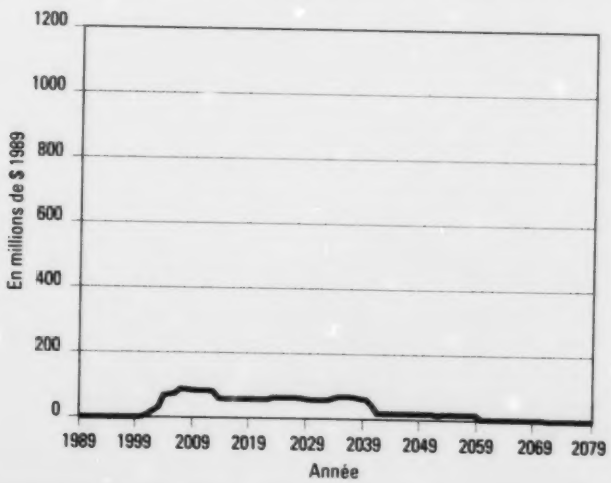


Figure 6–2 **Coût du cycle de la durée utile d'une centrale nucléaire** Combustible



Lancement jusqu'en 2002
Exploitation de 2002 à 2042
Postexploitation de 2043 à 2083

du possible. Quand les données sont limitées, il faut s'en remettre au jugement des experts.

Charge totale du client

Le principe de la charge totale du client permet d'évaluer les solutions de gestion de la demande. Une solution en matière d'économie d'électricité a une incidence sur le coût du matériel du client, en plus de faire varier les frais d'approvisionnement.

Ultimement, tous les clients supportent, par le biais des tarifs d'électricité, les deux éléments de cette charge. C'est pourquoi Ontario Hydro utilise la charge totale du client comme méthode d'établissement des coûts.

La charge totale du client comprend, pour l'aspect production, tous les coûts d'aménagement du réseau d'électricité, le combustible et les ressources d'exploitation. L'aspect exploitation comprend tous les coûts engagés par l'utilisateur ultime pour se procurer le service nécessaire : chauffage, éclairage, puissance motrice, etc. La Figure 6–3 illustre le principe de la charge totale du client.

Pour savoir si un programme d'isolation pour les maisons chauffées à l'électricité constitue une solution rentable, on effectue une comparaison. Sans programme d'isolation, la charge totale du client représente le coût de production, de transport et de distribution de l'électricité nécessaire pour assurer le chauffage de l'habitation. Avec le programme d'isolation, la charge totale du client comprend le coût de l'isolation et le coût d'une quantité moindre d'électricité. Pour des raisons de rentabilité, on préfère retenir la charge totale du client la plus faible.

Parce que les mesures d'incitation et l'évolution des revenus représentent des transferts de fonds entre Ontario Hydro et ses clients, elles n'influencent pas le total des coûts des clients et d'Ontario Hydro. Cependant, pour être acceptable, le coût, pour Ontario Hydro, d'un programme de mesures d'incitation doit être égal ou inférieur au coût épargné de l'énergie économisée.

Le principe de la charge totale du client est important pour des sociétés de services

publics comme Ontario Hydro, puisqu'il permet de calculer le potentiel de rentabilité de différentes solutions de gestion de la demande.

Coûts comptables

Le prix que les consommateurs paient pour l'électricité est établi d'après les coûts comptables.

Ces coûts visent à assurer la répartition et la récupération appropriées des frais engagés. Les principes de justice et de concordance des coûts et des avantages offerts aux clients sous-tendent le calcul des coûts comptables. Ces principes exigent en outre une répartition adéquate des coûts entre la clientèle actuelle et éventuelle.

Les clients ne paient une installation que lorsqu'ils en profitent. Par conséquent, ils ne versent rien pendant sa réalisation, ni une fois qu'elle a atteint la fin de sa durée utile. Pour toutes ces raisons, tous les coûts, peu importe l'époque où ils ont été engagés, sont récupérés à même les tarifs d'électricité pendant l'exploitation de l'installation.

La Figure 6–4 présente les coûts pour le cycle de la durée utile complète d'une centrale nucléaire et leur répartition pendant la phase de l'exploitation. Les coûts engagés avant la phase d'exploitation, par exemple les intérêts pendant les travaux de construction, sont cumulés et comptés dans les coûts d'immobilisations de la centrale. Les coûts d'immobilisations sont répartis sur la phase de l'exploitation selon la méthode d'amortissement linéaire. Au cours de la phase de l'exploitation, une provision est constituée pour les coûts qui seront engagés au-delà de cette phase. Le principe de la répartition de l'ensemble des coûts du cycle de la durée utile jusqu'à la phase d'exploitation du projet est également utilisé dans différentes méthodes de calcul des coûts pour la prise de décisions, par exemple, le nivellement et les coûts épargnés, méthodes qui sont expliquées plus loin dans ce document.

Quand on applique à l'ensemble du réseau d'Ontario Hydro et à tous ces éléments, la méthode des coûts comptables s'avère très

Figure 6–3 **Exemple de charge totale du client**

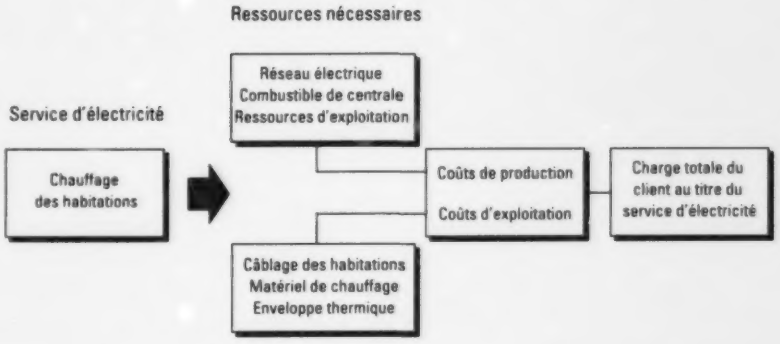


Figure 6–4 **Coût du cycle complet de la durée utile récupéré auprès des clients pendant l'exploitation**

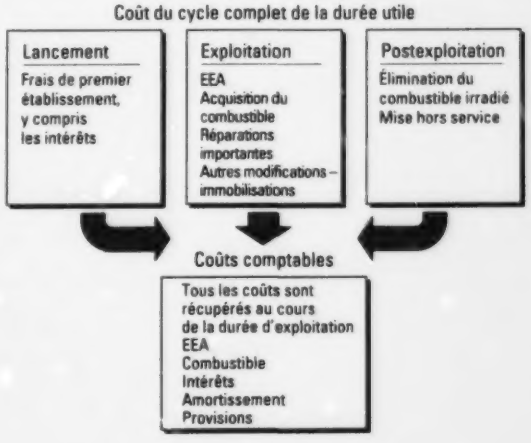
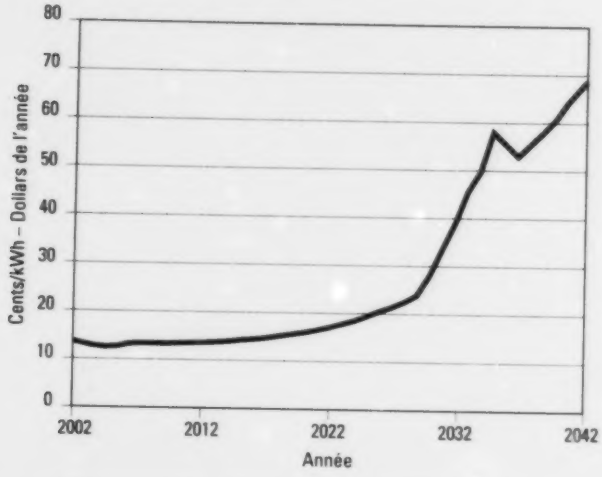
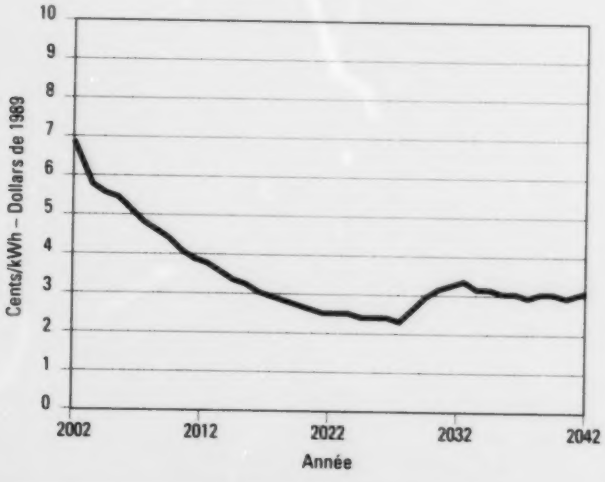


Figure 6–5 **Coût énergétique unitaire comptable* d'une centrale nucléaire, en dollars actualisés**



* Coûts directs et imputés pour le site existant

Figure 6–6 **Coût énergétique unitaire comptable* d'une centrale nucléaire, en dollars de 1989**



* Coûts directs et imputés pour le site existant

utile. Les clients ne paient pas distinctement les éléments comme les lignes de transport ou les centrales. Cependant, il est instructif d'appliquer ces principes comptables à un seul élément, comme une centrale. Étant donné que les projets sont d'importance différente, il est utile d'exprimer le coût par unité d'électricité produite (en le divisant, au cours d'une année, par la production annuelle d'électricité). C'est ce qu'on appelle le «coût énergétique unitaire comptable» (CÉUC). Le CÉUC représente les coûts que les clients d'Ontario Hydro devront acquitter par le biais des tarifs au cours de chaque année de la durée utile de la solution retenue. Le CÉUC comprend les incidences de la totalité des coûts du cycle de la durée utile de la solution.

Exprimé en dollars actualisés, le CÉUC laisse généralement apparaître une tendance croissante dans le temps, puisque certains de ses éléments sont influencés par l'inflation. C'est ce qu'indique, pour une centrale nucléaire, la Figure 6–5. La Figure 6–6 exprime le même CÉUC en dollars constants de 1989. Dans ce scénario, le CÉUC de la première année est le plus élevé, tombe à la moitié de sa valeur initiale dans un intervalle d'environ dix ans, puis continue de chuter pendant la plus grande partie de la durée utile de la centrale. L'accroissement du CÉUC vers l'année 2030 est attribuable au remplacement des tubes de force prévu et à la remise en état importante des réacteurs.

Le CÉUC permet essentiellement de connaître l'incidence de différentes solutions sur le tarif compté aux clients. Cependant, en comparant les incidences financières des plans sur Ontario Hydro, on réalise des simulations complètes de l'ensemble du réseau afin d'établir les tarifs d'électricité, les niveaux d'emprunt et divers autres indices financiers, qui entrent tous en ligne de compte dans la prise de décisions.

Coûts directs et imputés par rapport au coût d'agrandissement du réseau

Dans l'élaboration et la mise en oeuvre de solutions et de plans, certains coûts

correspondent clairement à des frais directs pour chaque projet et des coûts communs doivent être partagés entre plusieurs projets. Dans la comptabilité des coûts, il est évident qu'il faut adopter une méthode globale de répartition des coûts pour permettre de les récupérer. Cependant, l'analyse financière s'intéresse non seulement à la récupération des coûts, mais aussi aux coûts supplémentaires. La plupart des entreprises et organismes, notamment Ontario Hydro, font une distinction entre ces deux notions. Les coûts comptables sont passés selon une méthode de coûts directs et imputés (CDI). L'analyse financière s'effectue selon la méthode de l'expansion du réseau (ER).

Par exemple, il existe, dans le cadre du programme nucléaire d'Ontario Hydro, un programme intégré de production, d'épuration et de détritiation de l'eau lourde. Les coûts de ce programme doivent être répartis entre les centrales en place et projetées, et entre les clients actuels et éventuels. L'estimation des coûts qui tient compte de la part complète des coûts communs porte le nom de «coût direct et imputé».

Dans le cadre de ces programmes, Ontario Hydro a déjà consacré des fonds à des installations qui seront utilisées par l'ensemble des centrales, anciennes et nouvelles. Il se peut que ces installations soient davantage sollicitées, à l'avenir, pour répondre aux besoins de centrales supplémentaires, moyennant un supplément de frais; cependant, Ontario Hydro n'aura pas d'autres immobilisations à y consacrer. Dans ces cas, le coût supplémentaire d'une nouvelle centrale sera différent du coût direct et imputé dans le cadre du programme de frais partagés. Les évaluations financières de l'expansion du réseau devront reposer sur les coûts supplémentaires. Voilà pourquoi on établit une estimation distincte des coûts pour l'«expansion du réseau»; cette estimation ne tient compte que des frais directs et supplémentaires des programmes partagés. Elle exclut les coûts amortis ainsi que les coûts fixes et engagés.

Coûts directs et imputés = Coûts directs + une tranche (des coûts amortis + engagés + supplémentaires)

Expansion du réseau = Coûts directs + coûts supplémentaires

Le coût ER d'une nouvelle centrale nucléaire représente environ 85 % du coût CDI. La plupart des éléments ne diffèrent que très légèrement; cependant, les coûts ER et CDI de l'eau lourde et de l'uranium sont très différents.

Les coûts ER sont utilisés dans les évaluations financières, alors que les coûts CDI sont employés dans les méthodes comptables et dans l'estimation de l'incidence des tarifs.

Cette distinction a été faite dans les exposés présentés au groupe d'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires et a été acceptée par ce groupe.

Valeurs actuelles

Parce qu'elles sont différentes, les solutions de l'offre et de la demande auront des schèmes de réduction ou de production d'électricité et des durées de service différents. Pour cette raison, chaque solution et chaque plan de l'offre et de la demande aura son propre calendrier de dépenses d'immobilisations. La réalisation de certaines solutions sera onéreuse, alors que leur exploitation sera économique; dans d'autres cas, les coûts d'installation seront inférieurs, mais les frais d'exploitation annuels seront élevés. Il est donc nécessaire de recourir à une technique d'évaluation qui permette de comparer les solutions dont les schèmes de dépenses sont différents.

La technique de la valeur actuelle, connue également sous le nom de «technique du flux monétaire actualisé», représente la méthode courante permettant de comparer des schèmes de dépenses différents. La valeur actuelle cumulée d'un projet correspond à un coût unique qui englobe le coût du cycle complet de la durée utile de ce projet. Les dépenses d'immobilisations en espèces qui seront effectuées demain auront moins de valeur que celles d'aujourd'hui, non seulement en raison de l'inflation, mais aussi parce qu'on peut investir des fonds maintenant pour réaliser un rendement pour des applications éventuelles. Les dépenses des exercices ultérieurs sont actualisées sur la base d'une année commune, à partir d'un facteur d'actualisation obtenu à partir du taux d'actualisation financière d'Ontario Hydro. Dans le présent rapport, l'année commune aux valeurs actuelles est 1989.

$$\text{Valeur actuelle} = \frac{\text{Dépenses d'immobilisations}}{\text{Facteur d'actualisation}}$$

La valeur actuelle cumulative représente la somme des valeurs actuelles individuelles.

Le facteur d'actualisation

Le facteur d'actualisation s'obtient par l'application de la formule suivante :

$$D = (1 + i)\,t$$

Dans cette formule, la lettre i représente le taux d'actualisation et la lettre t, le nombre d'années.

Le taux d'actualisation correspond à une moyenne pondérée du coût de la dette et des autres immobilisations (réserves pour le service de la dette et la stabilisation des tarifs). Le taux d'intérêt (coût de la dette) utilisé dans le calcul du taux d'actualisation correspond au coût moyen prévisionnel de la dette d'Ontario Hydro. Le coût des autres immobilisations est, selon les estimations, supérieur au coût du capital de la dette. La Figure 6–7 donne un exemple du mode de calcul du taux d'actualisation financière d'Ontario Hydro.

Le taux d'actualisation varie selon que l'on utilise des dollars actualisés ou réels. En dollars actualisés, le taux d'actualisation devrait, pour la période de 1989–2014, être de l'ordre de 10,25 % à 11,75 %. Le taux d'actualisation en chiffres réels est de l'ordre de 4,5 % à 5,75 %.

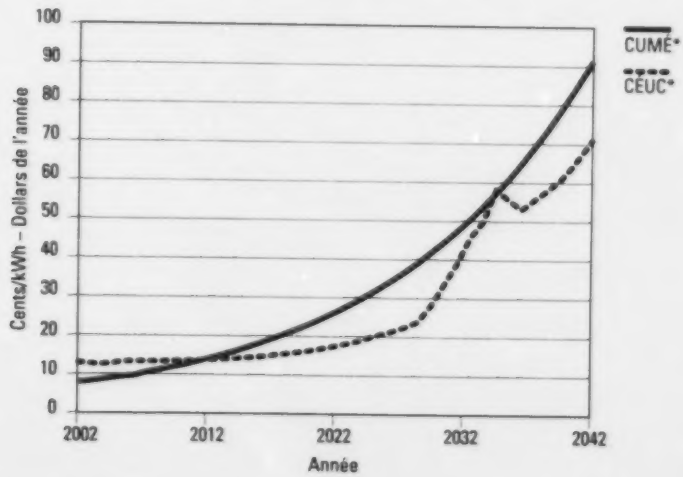
Figure 6–7 **Calcul du taux d'actualisation financière d'Ontario Hydro (TAFOH)**

Exemple seulement

- Part des immobilisations dans la dette = 83 %
- Taux du capital de la dette = 10 %
- Part des autres immobilisations* = 17 %
- Taux de l'avoir = 13,4 %
- TAFOH = 0,83 x 0,1 + 0,17 x 0,134 = 10,52 %
- TAFOH arrondi à 10,5 %
- IPC pour l'année = 5 %
- TAFOH réel = 10,5 - 5,0 = 5,5 %

* Les autres immobilisations comprennent les réserves pour le service de la dette et la stabilisation des tarifs.

Figure 6–8 **Coût unitaire moyen de l'énergie pour une centrale nucléaire en dollars actualisés**



* Coûts directs et imputés pour le site existant

Les évaluations des solutions individuelles ont été élaborées au début de 1989. Depuis, certains changements sont intervenus, notamment des frais de 0,5 % imputés par le gouvernement pour la garantie de la dette d'Ontario Hydro par la province. Selon l'analyse de vulnérabilité, l'incidence de ces changements sur le choix des solutions et des plans est très peu importante.

La technique de la valeur actuelle permet de comparer deux solutions pour accomplir le même travail; ces deux solutions ont cependant des schèmes de dépenses d'immobilisations différents au cours de leur durée utile. La solution dont la valeur actuelle cumulée est la plus faible permet, à long terme, de répercuter sur la clientèle des coûts qui sont également les plus faibles.

Nivellement – Solutions

L'utilisation du coût unitaire de production d'électricité permet de comparer des solutions d'importance différente. Cependant, l'importance n'est pas le seul élément qui permet de distinguer les solutions. Les coûts, par exemple le CÉUC représenté à la Figure 6–4, varient chaque année. Les solutions ont également des durées différentes. Le nivellement permet d'établir des comparaisons entre les solutions malgré ces différences.

La méthode de nivellement la plus simple consiste à faire la moyenne; cependant, cette méthode ne tient pas compte de la valeur de l'argent dans le temps, question que nous expliquons dans la section précédente. Ontario Hydro nivelle ses coûts selon une méthode d'amortissement à intérêts composés. Cette méthode consiste à répartir les coûts par annuités réelles égales au cours de la durée d'exploitation de la solution, de façon à attribuer la même valeur actuelle cumulative qu'aux dépenses d'immobilisations d'origine. Cette méthode permet d'obtenir une moyenne significative. Elle permet également d'établir des comparaisons entre des solutions dont les schèmes de dépenses en immobilisations sont différents et dont la durée de service est également différente.

Le coût unitaire moyen de l'énergie (CUMÉ) est un chiffre unique exprimé en cents par kWh. Il correspond aux coûts à long terme d'une solution.

Le CUMÉ peut être exprimé à la fois selon les coûts directs et imputés (CDI) et selon la méthode d'expansion du réseau (ER). On peut comparer les CUMÉ de solutions différentes, pourvu que ces solutions soient destinées à la même fonction au sein du réseau. Les Figures 6–8 et 6–9 représentent le coût unitaire moyen de l'énergie d'une centrale nucléaire, ainsi que le CÉUC déjà indiqué.

Le CUMÉ (CDI) et le CÉUC (CDI) représentent les mêmes coûts au cours de la durée utile des solutions. Comme on peut le constater, les CÉUC sont plus élevés au début, mais moins élevés à la fin, que les CUMÉ. Le CUMÉ en dollars constants est le chiffre qui caractérise le coût du cycle de la durée des solutions.

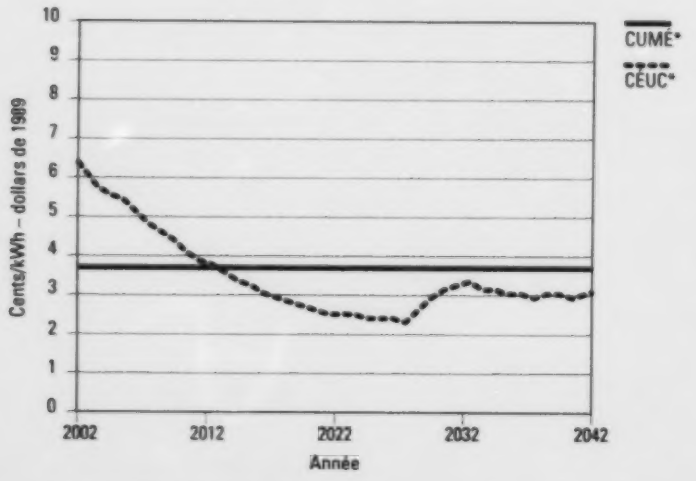
Le CUMÉ (ER) d'une solution éventuelle en dollars de 1989 représente une indication appropriée du coût de production d'électricité à long terme de cette solution. Il permet d'établir une comparaison simple entre des solutions d'accroissement de l'offre pour les besoins de planification. Les CUMÉ indiqués dans le présent rapport sont généralement établis en fonction de la méthode ER.

En ce qui concerne les CUMÉ, l'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires (EPCCN) a permis de constater que :

«Le coût unitaire moyen de l'énergie (CUMÉ) représente une méthode appropriée pour ramener le total des coûts de la durée utile d'une centrale nucléaire à une valeur simple afin de permettre d'établir des comparaisons avec d'autres solutions.»

«La méthodologie d'Ontario Hydro s'harmonise avec les méthodes utilisées par le Department of Energy des États-Unis (DOE), l'Electric Power Research Institute (EPRI), Électricité de France (ÉDF), l'Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (UNIPÉDÉ), l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDÉ) et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIÉA). Cette méthode est donc reconnue et utilisée dans le monde entier.»

Figure 6–9 **Coût unitaire moyen de l'énergie d'une centrale nucléaire en dollars de 1989**



* Coûts directs et imputés pour le site existant

Répartition des coûts sur la durée d'étude d'un plan

L'analyse financière des plans de l'offre et de la demande porte sur l'évaluation des coûts, non seulement au cours de la période de l'étude, mais également à long terme. Cependant, les aspects pratiques de l'analyse obligent à comparer le rendement des plans sur une certaine durée. Le présent Plan s'étend sur 25 ans, soit de 1990 à 2014. Cette durée est inférieure à celle de certaines solutions.

Certains plans prévoient des solutions dont la durée utile est d'au moins 40 ans. Par exemple, les centrales hydroélectriques peuvent avoir une durée utile de production de 90 ans, ou même plus. Même si ce type de solution commence à produire des avantages au cours de la durée du Plan, ces avantages débordent largement l'horizon de planification de 25 ans. Par ailleurs, parce que la plupart des coûts d'une centrale interviennent pendant les travaux de construction, la plupart des coûts du cycle de la durée utile surviennent pendant les trois ou quatre premières années de ce cycle, soit à l'intérieur de la période d'étude de 25 ans. Il ne serait pas logique de prendre en considération l'ensemble des coûts et seulement une partie des avantages.

On peut résoudre cette incohérence en faisant appel au nivellement pour répartir les coûts entre toutes les années de la durée de la solution. Ce principe est représenté à la Figure 6–10 pour une centrale nucléaire. Le coût moyen réel des dépenses en immobilisations et des frais EEA d'une centrale nucléaire, exprimé en dollars constants de 1989, est de l'ordre de 200 millions de dollars par an. Cette somme comprend les coûts du remplacement des tubes de force et des frais de postexploitation. Si la centrale devient parfaitement opérationnelle avant la fin de l'année 2002, elle apporte 12 années

d'exploitation au cours de la période d'étude (soit de 2003 à 2014 inclusivement). Les coûts d'immobilisations et EEA affectés à la période d'étude représentent 12 versements annuels de 200 millions de dollars. Ces sommes tiennent compte d'une part appropriée des coûts au cours des années qui débordent la période d'étude. En actualisant les frais répartis de toutes les solutions d'un plan, on peut comparer un plan intégré de l'offre et de la demande avec un autre dont la composition est différente.

Coûts à long terme

Pour chaque plan de rechange, les coûts sont répartis sur la durée du Plan, soit 25 ans, puis sont actualisés et font l'objet d'une comparaison. Dans certains cas, cette méthode ne fait pas ressortir les incidences financières des décisions prises dans le cadre du Plan et qui produisent leurs effets longtemps après la fin de la durée du Plan. Les décisions qui produisent peu d'avantages au cours de la durée du Plan peuvent avoir des avantages considérables au-delà de cette durée.

Par exemple, supposons qu'il faut faire un choix entre une centrale nucléaire pour une charge de base d'une durée de 40 ans dont le coût unitaire moyen de l'énergie est de 25 % inférieur par rapport à une centrale de même puissance et de même durée utile, mais alimentée au charbon. Supposons qu'un plan porte sur une centrale au charbon et qu'un plan de rechange prévoie une centrale nucléaire pour faire face à la charge de base nécessaire à partir de l'année 2010. Le scénario de la centrale nucléaire laisse apparaître des coûts inférieurs au cours de la période de 25 ans du Plan. Cependant, une petite partie seulement de l'avantage, soit environ 25 %, figurera dans la comparaison des plans qui prendront fin en 2014.

Le présent rapport établit des comparaisons entre les plans pour la durée de 25 ans du Plan. On y présente également, à partir de deux méthodes, les incidences financières au-delà de la fin de la période du Plan.

L'une des méthodes utilisées consiste à prolonger de 10, 20 et 30 ans les comparaisons financières entre les plans, afin de faire ressortir les incidences à plus long terme.

Les estimations des coûts du Plan sont étalées sur les années ultérieures en évaluant les différences entre les plans au cours de la dernière année de la période du Plan et en supposant que ces différences demeurent les mêmes au-delà de la durée du Plan. En raison de cette hypothèse, les différences entre les plans pour l'année 2014 s'étendent au-delà de cette année sans être atténuées ni accrues par les décisions ultérieures en matière de planification.

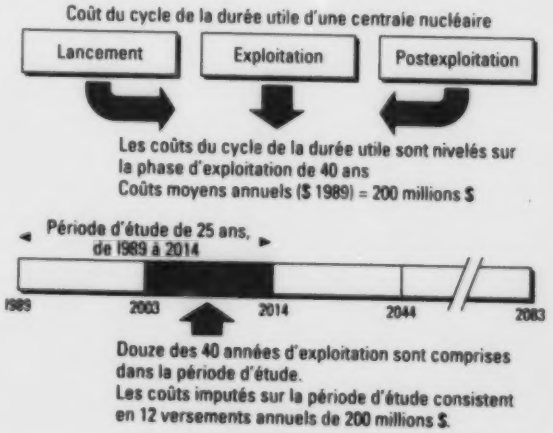
La deuxième méthode consiste à comparer les coûts de la durée utile des solutions retenues en fonction de leurs coûts unitaires moyens d'énergie.

Pour prolonger l'exemple ci-dessus, si on utilise la méthode CUMÉ et un FUA de 80 %, l'économie à la valeur actuelle pour la durée utile d'une centrale CANDU de 4 X 881 MW par rapport à une centrale au charbon à cycle de vapeur équivalent aux États-Unis sera de 0,8 cent par kWh, soit une valeur actuelle de 3,6 milliards de dollars au cours de l'année de sa mise en service, en 2010. Cette économie représente 1,25 milliard de dollars si on l'actualise en 1989; de cette somme, 313 millions seulement sont répartis sur la durée du Plan.

Incertitude – Coûts prévus

Pour évaluer les coûts, il faut aussi tenir compte des incertitudes propres à l'avenir. Ce facteur fait intervenir la prise en compte des risques financiers dans le processus de planification. Pour réduire les risques, il faut généralement augmenter les coûts; à l'inverse, si l'on diminue les coûts, on augmente souvent les risques. La méthode dite du «coût prévu» est l'un des outils utilisés par les décideurs pour mettre en équilibre les risques avec les coûts. L'objectif de cette méthode consiste à réduire les coûts à long terme des décisions en tenant compte des incertitudes dans le déroulement des activités futures.

Figure 6–10 **Répartition des coûts moyens sur la période d'étude**



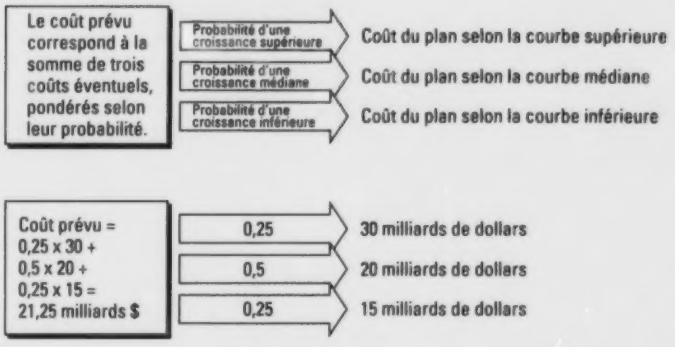
Mathématiquement, le coût prévu d'un plan correspond à la somme de tous les coûts de ce plan, multipliée par la probabilité de ses résultats.

Coût prévu =
Coût (résultat 1) X probabilité (résultat 1)
+ Coût (résultat 2) X probabilité (résultat 2)
+ ...
+ Coût (résultat n) X probabilité (résultat n)

Prenons l'exemple de la Figure 6–10. Selon la courbe prévisionnelle supérieure, le Plan coûtera 30 milliards de dollars; selon la courbe médiane, il coûtera 20 milliards de dollars; et selon la courbe inférieure, il coûtera 15 milliards de dollars. Supposons en outre que la probabilité des prévisions supérieure, médiane et inférieure soit de 25 %, 50 %, et 25 % respectivement. Comme l'indique la Figure 6–11, le coût prévu s'élève à 21,25 milliards de dollars.

Cette méthode permet également de tenir compte de l'incertitude des coûts des combustibles et des travaux de construction, ainsi que des taux d'intérêt. Les coûts prévus des plans ont été calculés et sont représentés au chapitre 15.

Figure 6–11 **Méthode du coût prévu pour l'évaluation des plans de l'offre et de la demande**



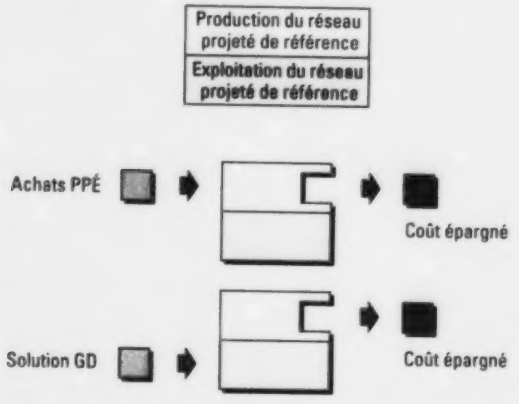
Coûts et avantages sociaux et environnementaux

Ontario Hydro engage des coûts afin d'atténuer les incidences sociales et environnementales liées à l'offre et au transport de l'électricité. Il existe d'autres coûts et avantages sociaux et environnementaux pour la population, qui ne sont pas pris en compte dans les coûts engagés directement par Ontario Hydro. Ces coûts et avantages externes sont exposés ci-après. Même quand on peut évaluer une incidence monétaire, il faut toujours se demander si ces conséquences financières doivent entrer en ligne de compte dans les comparaisons entre les solutions et dans l'estimation des coûts épargnés.

L'analyse réalisée dans l'élaboration des plans de l'offre et de la demande comprend les coûts supportés directement par Ontario Hydro. Ce sont ces coûts qu'on peut à juste

La centrale de Lambton, près de Sarnia. La gestion de la demande permettra de réduire au minimum la consommation de charbon.

Figure 6–12 **Calcul des coûts épargnés**



titre inclure dans les tarifs d'Ontario Hydro. Au-delà de ces coûts directs, les coûts et avantages de la population ontarienne ne sont pas pris en compte dans les comparaisons financières.

Ontario Hydro adopte les mesures nécessaires pour respecter tous les règlements en matière d'environnement qui ont une incidence sur la conception, la construction et l'exploitation de ses installations. Conformément aux règles de l'art de l'ingénierie et pour donner l'exemple, Ontario Hydro adopte en outre de nombreuses autres mesures afin de réduire l'incidence sur l'environnement. Les coûts de toutes ces mesures sont compris dans les coûts d'immobilisations et d'exploitation, selon le cas, et sont répercutés sur les tarifs facturés aux clients. Ontario Hydro verse également certaines sommes à des municipalités afin d'atténuer l'incidence sociale de ses travaux de construction.

Coûts sociaux et environnementaux engagés directement par Ontario Hydro

Les coûts engagés par Ontario Hydro afin d'atténuer les incidences sociales et environnementales représentent chaque année des centaines de millions de dollars. Certains de ces coûts sont dictés par les règlements, par exemple en matière d'émissions acides. Ontario Hydro vient de s'engager à construire une installation de désulfuration des gaz de combustion pour deux groupes de 500 MW à Lambton, ce qui représente un coût de 450 millions de dollars. D'autres coûts portent sur des étapes qui permettent d'aller au-delà des exigences réglementaires. Par exemple,

- Ontario Hydro a acheté du charbon à faible teneur en soufre au coût annuel supplémentaire de 100 millions de dollars.
- Les centrales nucléaires comprennent des systèmes qui permettent de réduire les rejets radioactifs à un faible pourcentage des limites officielles.

En outre, Ontario Hydro verse certaines sommes à des municipalités afin d'atténuer l'incidence sociale de ses activités dans les secteurs où elle réalise des projets importants. Ces sommes sont négociées avec la collectivité visée au cours du processus de choix de l'emplacement et de l'approbation du projet. Pour la mise en valeur de la centrale nucléaire de Bruce, les sommes ainsi versées au canton de Bruce ont atteint 1,2 million de dollars depuis 1981, et environ 1,2 million de dollars chaque année pour neuf municipalités de la région. Cette somme vient s'ajouter aux subventions normales en remplacement des taxes. Ontario Hydro verse également des sommes au fonds de réserve générale à d'autres échelons des gouvernements, selon le cas, par exemple la location de l'eau pour l'énergie hydraulique et les charges au titre de la garantie de la dette pour le gouvernement provincial. Ces sommes sont comprises dans les recettes générales de la province et permettent d'appuyer les programmes du gouvernement.

Ontario Hydro engage aussi des frais pour atténuer les conséquences des installations de transport et de distribution. Des pylônes spéciaux de transport permettent d'aménager des lignes à haute tension au-dessus de zones bâties. Les méthodes de débroussaillage à la main et d'autres méthodes dont les coûts sont plus élevés remplacent l'utilisation d'herbicides sur les emprises.

Ces exemples ne portent que sur certains des éléments du coût de la réduction et de l'atténuation des incidences sociales et environnementales. Même s'il n'est pas facile de les distinguer, de nombreux autres éléments de coût de ce genre font partie des règles de l'art normales de l'ingénierie et du commerce que l'on respecte dans la conception, la construction, l'exploitation et la mise hors service du réseau d'Ontario Hydro. Il s'agit, dans tous les cas, de coûts pertinents, qui sont pris en compte dans les estimations des solutions, des tarifs de vente d'électricité et des coûts épargnés d'Ontario Hydro.

Coûts et avantages sociaux et environnementaux extérieurs

Outre les coûts qu'elle engage, Ontario Hydro exerce des activités qui entraînent d'autres incidences sociales et environnementales. Ces incidences peuvent être négatives et entraîner par conséquent des coûts. Par exemple, ces activités peuvent donner lieu à des émissions acides dans le respect des règlements, à

l'inondation de terres pour des centrales hydroélectriques et à de légères augmentations de la température de l'eau dans les environs des centrales nucléaires et à combustible fossile. Cependant, les incidences de ces activités peuvent également être positives, par exemple la régulation des cours d'eau pour permettre la navigation et empêcher les inondations, l'aménagement de parcs et l'accroissement de l'activité économique et de l'emploi. Il n'est pas certain que ces coûts et avantages doivent être pris en compte dans les évaluations financières. Même s'il était souhaitable de le faire, ces coûts et avantages sont difficiles à estimer en chiffres, compte tenu de la nature vague des incidences et du large éventail de conséquences.

Certaines incidences peuvent être considérées dans les évaluations, à titre de coûts internes ou externes. Par exemple, l'incidence des émissions acides en raison d'un accroissement de la consommation de charbon dans une centrale peut être comptabilisée :

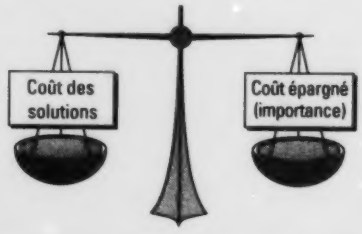
- à titre de coût externe, en supposant que les émissions acides, en augmentant, entraînent des coûts supplémentaires pour la collectivité; ou
- à titre de coût interne, en supposant que ces rejets sont maintenus à un niveau égal en prenant des mesures de contrôle supplémentaires, ce qui entraîne des coûts pour Ontario Hydro.

Pour le calcul des coûts épargnés, Ontario Hydro retient la deuxième démarche et comptabilise à titre de coûts internes les mesures d'atténuation des émissions acides.

Coûts sociaux et environnementaux appliqués aux exportations

En vertu des règlements de l'Office national de l'énergie, Ontario Hydro doit démontrer que le prix d'exportation de l'électricité permet de récupérer tous les coûts engagés au Canada, y compris les coûts sociaux et environnementaux identifiables. Ces coûts correspondent précisément aux incidences des émissions, et notamment aux conséquences pour la santé des personnes, les matériaux de construction et les écosystèmes terrestres. À l'heure actuelle, les coûts sociaux et environnementaux estimatifs s'établissent à 0,04 cent/kWh. Cette estimation a été revue en 1981 par l'Office national de l'énergie, à l'occasion de la dernière audience de cet organisme sur le permis d'exportation aux États-Unis d'Ontario Hydro. L'estimation sera révisée en fonction de la demande de renouvellement du permis d'Ontario Hydro en 1991. Ce coût vient s'ajouter au prix des exportations d'Ontario Hydro et les revenus qui en résultent produisent des avantages pour les clients de la province, puisqu'ils sont répercutés sur les tarifs d'électricité.

Figure 6–13 **Coût et importance des solutions**



Application des coûts sociaux et environnementaux aux coûts épargnés

Les coûts épargnés utilisés par Ontario Hydro comprennent les coûts sociaux et environnementaux engagés par elle, à l'exclusion des coûts et des avantages sociaux et environnementaux extérieurs. Il s'agit d'une pratique commerciale normale. Selon Ontario Hydro, il ne serait pas possible d'inclure les coûts et avantages supplémentaires de façon équitable. Par exemple, les coûts et avantages sociaux et environnementaux des solutions d'achat de production privée d'électricité et d'autres solutions comme les achats auprès d'autres sociétés d'électricité dépendront étroitement de la technologie utilisée et des emplacements. Par conséquent, il serait extrêmement difficile d'évaluer les différences, pour ces coûts et avantages, entre les projets d'Ontario Hydro et d'autres projets.

Coûts sociaux et environnementaux dans le présent rapport

Voici la façon dont les coûts et avantages sociaux et environnementaux et les autres incidences sont pris en considération dans ce rapport :

- Toutes les solutions nouvelles tiennent compte des coûts du respect de normes rigoureuses en matière d'environnement. Ces coûts et incidences environnementales sont exposés au chapitre 14 pour les grandes solutions d'accroissement de l'offre;
- Le calcul des coûts épargnés tient compte des coûts sociaux et environnementaux engagés par Ontario Hydro, et notamment des coûts de plafonnement des émissions acides qui résultent de l'accroissement de la consommation du charbon;
- Les chapitres relatifs à la gestion de la demande, à la PPÉ et à la production d'énergie hydraulique portent notamment sur les incidences sociales et environnementales;
- Les incidences des principaux plans d'approvisionnement sont exposées, pour l'aspect qualitatif, au chapitre 15;

• Les incidences sociales des plans tiennent compte des conséquences sur les émissions acides, le gaz carbonique, les déchets solides et la radioactivité et sont présentées au chapitre 15;

• Les incidences environnementales des plans tiennent compte des conséquences sur les émissions acides, le gaz carbonique, les déchets solides et la radioactivité et sont présentées au chapitre 15;

En outre, le lecteur trouvera dans l'analyse environnementale de plus amples renseignements sur les coûts, avantages et incidences sociaux et environnementaux.

COÛTS ÉPARGNÉS

Méthode et application

Le chapitre 5 met l'accent sur la nécessité, pour l'Ontario, de se doter de solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande. Jusqu'à la fin du présent chapitre, l'exposé porte sur une méthode de calcul des coûts qui permet à Ontario Hydro d'intégrer, dans les plans d'offre futurs, les solutions relatives à la gestion de la demande et à la production privée d'électricité.

Le maintien de l'offre de l'électricité de la province et des avantages de prix pour l'ensemble de la clientèle représente un objectif essentiel du processus de planification intégré d'Ontario Hydro. De nombreux facteurs permettront à Ontario Hydro de réussir à atteindre cet objectif; l'un des facteurs principaux sera le succès remporté dans la réalisation du potentiel économique intégral de toutes les solutions existantes : gestion de la demande, production privée d'électricité et accroissement de l'offre.

La méthode des coûts épargnés représente la principale méthode utilisée par Ontario Hydro pour calculer la valeur financière de la gestion de la demande et de la production privée d'électricité. En calculant les coûts épargnés d'Ontario Hydro, on peut comparer avec d'autres solutions en matière d'offre les coûts et avantages de différents projets de gestion de la demande et de production privée d'électricité.

Les coûts épargnés s'entendent des coûts d'offre qu'on épargne quand une solution d'accroissement de l'offre ou de ralentissement de la demande remplace un élément équivalent d'un plan de l'offre et de la demande.

Pour calculer les coûts épargnés d'une solution, il est nécessaire de prévoir un système de référence, qui serait élaboré en l'absence de la solution en question.

Ce système de référence comprend deux sections, soit la production et l'exploitation, comme il a été expliqué dans la section portant sur la charge totale du client. Quand on ajoute une solution PPÉ au réseau de production, la capacité et la puissance énergétique du système de référence projeté augmentent.

Pour faire face à la même charge, certains éléments du système de référence ne seront plus nécessaires et pourront être éliminés. Le coût épargné de la solution correspond à la valeur actuelle cumulative des coûts des éléments du système de référence qui sont éliminés.

De la même façon, quand on ajoute une solution de gestion de la demande au réseau d'exploitation, cette solution réduit la demande imposée au réseau de production; certains éléments des coûts du réseau de production peuvent alors être éliminés.

Ontario Hydro calcule les coûts épargnés de la façon la plus exacte possible, puisque les estimations au-dessus ou en deçà des coûts épargnés véritables auraient une influence négative pour la clientèle.

En surestimant ses coûts épargnés, Ontario Hydro accroîtrait le prix de l'électricité pour les consommateurs de la province en favorisant la mise au point de solutions qui sont plus onéreuses que les principales solutions d'accroissement de l'offre.

En sous-estimant ses coûts épargnés, le potentiel économique de ces solutions ne serait pas réalisé, puisqu'Ontario Hydro ne pourrait saisir toutes les occasions financières qui s'offrent à elle. Dans ce cas, elle prendrait un engagement plus important que celui qui est effectivement nécessaire en matière de nouvelles solutions d'accroissement de l'offre.

En plus de faciliter l'estimation du potentiel et de l'importance de la production privée d'électricité et de la gestion de la demande, Ontario Hydro calcule les coûts épargnés afin d'évaluer un certain nombre de décisions internes de conception et d'exploitation, notamment, par exemple, l'analyse de son potentiel hydraulique.

Établissement des coûts épargnés

On peut établir les coûts épargnés en effectuant un certain nombre de calculs itératifs ou répétitifs. L'estimation de ces coûts repose sur les antécédents de planification et les estimations actuelles des solutions rentables d'accroissement de l'offre; cette estimation sert ensuite à établir le potentiel de la gestion de la demande et de la production privée d'électricité. Une fois ces estimations effectuées, on peut prendre des décisions sur le nombre de solutions nouvelles d'accroissement de l'offre à inclure dans les plans de développement éventuels.

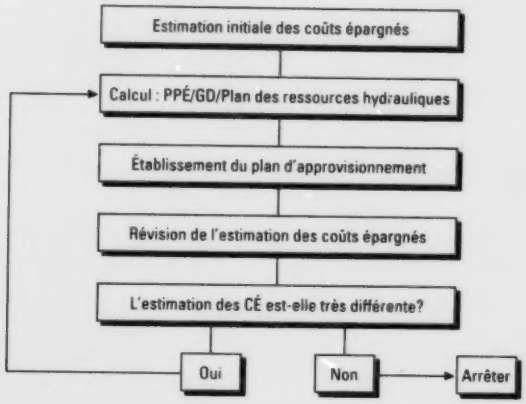
Une fois un plan d'approvisionnement défini, on peut établir une nouvelle estimation des coûts épargnés en fonction de ce plan. Cette estimation fait ensuite l'objet d'une comparaison avec l'estimation d'origine. Si la nouvelle estimation est beaucoup plus élevée que l'estimation d'origine, la somme prévue dans le plan pour la production privée d'électricité et la gestion de la demande est majorée. Si les estimations sont inférieures, la réserve est maintenue.

Ces calculs sont répétés jusqu'à ce qu'il y ait convergence. Cette convergence intervient généralement après quelques itérations.

Établissement de la valeur des coûts épargnés pour la gestion de la demande et la PPÉ

En calculant la valeur des coûts épargnés de la gestion de la demande et de la production privée d'électricité, Ontario Hydro tient compte de la façon dont chaque projet influencera

Figure 6–13 **Établissement des coûts épargnés**



l'exploitation du réseau électrique de la province. Les coûts épargnés des solutions varient selon le moment des livraisons, la conductibilité† du réseau, la fiabilité, la durée et la situation. La présente section porte sur ces questions.

Chronologie et conductibilité

Les coûts épargnés d'Ontario Hydro varient selon le moment des livraisons d'électricité. Les coûts épargnés de la solution permettant d'acheminer l'électricité pendant les périodes de pointe sont supérieurs à ceux d'une solution qui ne permet d'acheminer l'électricité que pendant les périodes creuses, puisqu'ils permettent d'économiser des combustibles plus chers et d'éviter la construction de nouvelles installations de production et de transport.

Cette valeur de la chronologie de la production d'énergie explique également la valeur de la conductibilité. Pour assurer la fiabilité du réseau, Ontario Hydro doit faire concorder exactement la quantité de la production d'électricité avec les besoins des clients, qui varient à chaque minute et chaque jour de l'année. La conductibilité représente la capacité, pour le centre de conduite d'Ontario Hydro, de régler le moment auquel une solution permet de produire de l'électricité. Par exemple, pour une solution de PPÉ qui ne permet l'exploitation d'une centrale qu'à un faible facteur d'utilisation annuelle (FUA), par exemple 10 %, mais qui permet de produire de l'électricité au moment demandé par le centre de conduite du réseau d'Ontario Hydro pendant les heures où cette dernière en a le plus besoin, le coût énergétique unitaire épargné sera sans doute de deux à trois fois supérieur à celui d'une solution de PPÉ analogue dont la production d'énergie est dictée purement par les circonstances propres de cette solution. Les coûts épargnés varient selon la conductibilité de la production privée d'électricité, puisque cette conductibilité permet à Ontario Hydro de mieux planifier et exploiter son réseau.

Le schème de production d'une centrale hydroélectrique influence sa valeur et est fonction des caractéristiques du site et de la conception de l'installation.

La valeur des projets hydrauliques s'accroît quand il est possible de stocker l'eau, ce qui permet de régler la puissance de pointe. Plus cette capacité de stockage est importante et souple, plus elle a de la valeur. En fait, elle est plus facile à «conduire». Ces facteurs doivent entrer en ligne de compte dans l'évaluation des coûts épargnés du projet de centrale hydroélectrique, que cette centrale soit exploitée par Ontario Hydro ou par le secteur privé.

Fiabilité

Des programmes différents de PPÉ et de gestion de la demande comportent également des degrés de fiabilité différents. Les programmes de gestion de la demande ou de PPÉ dont la probabilité de disponibilité en cas d'insuffisance de puissance est forte ont une plus grande valeur que ceux qui sont moins fiables. Cette situation s'explique par le fait que la capacité d'approvisionnement d'Ontario Hydro peut être réduite davantage pour les programmes fiables que pour ceux qui sont moins fiables. Par exemple, un programme de PPÉ aurait un coût épargné inférieur si la probabilité de sa disponibilité en cas de panne de matériel était inférieure.

Durée

La durée du projet est une autre considération qui influence les coûts épargnés d'une solution. Plus cette durée est longue, plus l'énergie produite grâce à cette solution est importante, et plus ses coûts épargnés, en ce qui concerne la valeur actuelle cumulative, sont élevés.

Situation

La situation d'un projet de production privée d'électricité ou d'énergie hydraulique influence également les coûts épargnés. Si un projet de PPÉ est implanté dans une région de la province qui ne dispose pas d'une puissance suffisante pour répondre à la demande, le projet permettra à Ontario Hydro de réduire le coût de transport de l'électricité dans cette région. Les coûts épargnés du projet seront donc plus élevés par rapport à un projet implanté dans une région dotée d'une capacité de production suffisante.

Pour ce qui est des solutions de gestion de la demande, il est possible de réaliser des économies sur les réseaux de transport et de distribution, grâce aux améliorations d'efficacité, et ce, même si ces améliorations peuvent ou non influencer le coût de la distribution dans les localités. En moyenne, l'incidence nette d'un programme mis en oeuvre dans l'ensemble de la province aura sans doute pour effet de réduire les coûts de distribution et de transport. Un crédit est donc appliqué en tenant compte de cette incidence moyenne.

Estimations actuelles des coûts épargnés

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, les coûts épargnés dépendent étroitement des solutions retenues. La présente section examine des exemples particuliers. Le chapitre 16 décrit le calcul de ces coûts.

La Figure 6-14 indique le calcul des coûts épargnés prévus pour cinq exemples qui reposent sur le Plan proposé : trois producteurs privés; un plan de production d'énergie hydraulique; et une solution de gestion de la demande. Les valeurs sont présentées de deux façons : la valeur actuelle cumulative, en dollars par kilowatt et en cents par kilowattheure produit ou économisé. Ces valeurs sont présentées en dollars constants de 1989. Il s'agit d'un autre moyen de présenter les coûts; ces coûts ne s'additionnent pas.

On suppose que les installations des trois producteurs privés sont conductibles et qu'elles sont raccordées au réseau de transport global; on suppose également que ces installations fonctionneront, de 1994 à 2014, à des FUA de 80 %, 40 % et 10 % respectivement. Ces installations sont fiables à 90 %. Comme on peut le constater, les coûts épargnés pour le FUA supérieur (3,4 cents/kWh) se comparent aux CUMÉ pour l'énergie nucléaire, conformément à la Figure 6-14. Cette comparaison est valable, puisque l'installation nucléaire fonctionne au même facteur d'utilisation et selon la même charge de base. Il convient également de noter que même si le prix énergétique unitaire s'accroît dans les cas où le facteur d'utilisation est faible, la valeur exprimée en dollars par kilowatt installé décroît. Cette situation s'explique par le fait que même si l'énergie produite a peut-être plus de valeur, la quantité est moindre. Les valeurs qui supposent que les projets ne sont pas conductibles sont également indiquées entre parenthèses. Comme on peut le constater, les coûts épargnés sont inférieurs par rapport au cas où l'énergie aurait été conductible.

L'exemple portant sur l'énergie hydraulique concerne l'aménagement de la Niagara. L'installation, qui a une durée de 90 ans, est dotée d'une puissance nette de 550 MW. La capacité de stockage est limitée et l'énergie est conductible de façon journalière. La comparaison entre le coût et la valeur de cette installation et d'autres projets hydrauliques est présentée au chapitre 12.

La solution de gestion de la demande consiste à perfectionner l'enveloppe thermique en l'an 2000; cette enveloppe sera valable pendant 40 ans. Elle permettra d'économiser 3,52 kW de charge le jour d'hiver le plus froid et 11 150 kWh de charge par an. Le coût épargné tient compte du crédit au titre du transport et de la distribution. Ce coût tient également compte d'un crédit pour l'énergie économisée pendant l'hiver, puisque l'isolation produit la plus grande partie de ses économies pendant la saison de chauffage.

Le lecteur pourra constater que les valeurs varient entre 3,2 et 10 cents/kWh, ou entre 340 dollars et 2 920 dollars/kWh, en fonction essentiellement du facteur d'utilisation, de la durée et de la conductibilité.

Exemple de coûts épargnés

	$/kW	cents/kWh
Producteur privé (1994-2014)		
FUA 80 %	2 920 (2 720)*	3,4 (3,2)
FUA 40 %	1 980 (1 360)	4,6 (3,2)
FUA 10 %	1 080 (340)	10,0 (3,2)
Énergie hydraulique		
Aménagement de la Niagara	**2 830**	**5,3**
Gestion de la demande		
(perfectionnement de l'enveloppe thermique, 2000–2040)	2 380	6,9

*Les chiffres entre parenthèses supposent que l'énergie n'est pas conductible.

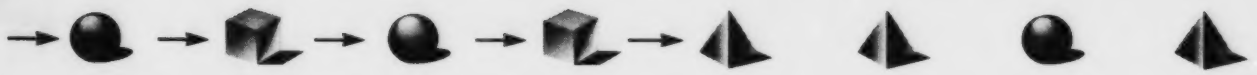
Remarque : Les cents/kWh et $/kW représentent d'autres façons de présenter les coûts, qui ne s'additionnent pas.

Résumé

Les méthodes de calcul des coûts définies dans le présent chapitre ont été appliquées uniformément afin d'évaluer des solutions et des plans dans de nombreux chapitres de ce rapport.

Les coûts épargnés exposés à la fin de ce chapitre reposent sur une analyse du Plan proposé selon les méthodes de la valeur actuelle, du nivellement, de la répartition et de l'agrandissement du réseau, méthodes que nous avons définies auparavant dans ce chapitre. Les coûts épargnés permettent de calculer l'apport de la gestion de la demande (chapitre 7), des plans de PPÉ (chapitre 8) et de l'énergie hydraulique (chapitre 12).

Le chapitre 15 comprend une analyse des coûts des scénarios de planification selon le critère de la rentabilité, ainsi qu'une analyse financière selon la méthode des coûts directs et imputés. ■



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11
Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement

Chapitre 12
Plan des ressources hydrauliques

Chapitre 13
Besoin de sources majeures d'approvisionnement

Chapitre 14
Sources majeures d'approvisionnement

Chapitre 15
Principaux plans d'approvisionnement

Chapitre 16
Calcul des coûts épargnés

Chapitre 17
Plans de l'offre et de la demande

Chapitre 18
Plans d'action

7 PLAN DE GESTION DE LA DEMANDE

La gestion de la demande consiste en des mesures adoptées par Ontario Hydro et des services publics municipaux afin d'influencer la quantité d'électricité utilisée et le moment de son utilisation. Certains programmes de gestion de la demande existent depuis de nombreuses années.

Ces programmes comprennent des tarifs interruptibles pour certains clients (essentiellement, dans le secteur industriel) qui sont disposés à réduire leur consommation en cas de pénurie du réseau, ainsi que des programmes d'information destinés à encourager l'utilisation judicieuse de l'électricité. D'autres programmes sont plus récents, par exemple un programme d'incitation pour l'éclairage commercial à rendement élevé, destiné à réduire la demande, et les tarifs différentiels, qui visent à déplacer cette consommation vers les périodes creuses.

Le présent chapitre décrit les activités de gestion de la demande d'Ontario Hydro sous trois angles :

- Les principes, qui permettent de comprendre le mode de fonctionnement de la gestion de la demande;
- Les perspectives, soit le potentiel de la gestion de la demande en Ontario;
- Le plan, soit les programmes et les résultats prévus.

Le Plan de gestion de la demande d'Ontario Hydro met l'accent sur trois domaines essentiels : la réduction de la charge, le déplacement de la charge et l'écrêtage. Les résultats prévus du Plan de gestion de la demande d'Ontario Hydro se comparent avantageusement avec les résultats antérieurs et les objectifs d'autres sociétés de services publics d'Amérique du Nord présentes dans ce secteur d'activité.

La volonté d'Ontario Hydro de gérer la demande

La gestion de la demande dans un souci de rentabilité fait l'objet d'une priorité absolue dans la stratégie de planification de l'offre et de la demande d'énergie, en plus de faire partie intégrante du Plan de l'offre et de la demande visant à satisfaire les besoins des consommateurs à l'avenir. Ontario Hydro a la ferme volonté de saisir avec dynamisme les occasions permettant de diminuer ou de déplacer la demande, dans l'intérêt des consommateurs, en plus de réduire au minimum la charge totale du client, grâce à des techniques visant à susciter la collaboration des consommateurs. En ralentissant la croissance de la demande, Ontario Hydro sera en mesure de diminuer les besoins portant sur la construction d'installations nouvelles, d'abaisser la consommation de charbon, de mazout et de gaz, et de réduire les incidences de l'offre d'électricité sur l'environnement.

La vice-présidence Gestion de l'énergie a été créée afin d'élaborer et d'administrer des programmes de gestion de la demande. Un plan ambitieux de gestion de la demande a été mis au point et certains programmes sont déjà en cours de réalisation. Ce plan est appelé à évoluer en fonction des besoins des consommateurs et de l'expérience acquise par Ontario Hydro et les clients dans le cadre de ces programmes. Ontario Hydro vise à ralentir le plus possible la croissance de la charge à partir de la gestion de la demande dans un souci de rentabilité.

Ontario Hydro compte consacrer environ un milliard de dollars à des programmes de gestion de la demande d'ici à 1994 et prévoit y investir trois milliards de dollars d'ici à l'an 2000. Ces investissements devraient donner lieu à un ralentissement rentable de la demande de 3 000 MW et de 10 TWh en l'an 2000, et de plus de 4 800 MW et de 17 TWh en 2014. Conformément à l'objectif de ralentissement maximum de l'accroissement de la charge, les réductions prévues jusqu'en 2014 ne représentent pas un plafond.

Ontario Hydro ne sera pas en mesure d'atteindre seule ses objectifs de gestion de la demande. Elle devra compter sur l'apport substantiel du ministère de l'Énergie, des entrepreneurs en électricité, des fabricants, des distributeurs, des constructeurs, etc. Elle devra surtout compter sur l'appui et la volonté de ses partenaires dans la distribution de l'électricité en Ontario, soit les services municipaux d'électricité et l'association qui les représente, soit l'association municipale d'électricité (AME). Étant donné que les services publics municipaux assurent le transport de l'électricité auprès de plus de 75 % des consommateurs ultimes, leur appui est essentiel. L'AME et les services publics ont donné un appui sans réserve à la gestion de la demande et leur collaboration soutenue constitue un fondement essentiel des plans de gestion de la demande. Il faudra intervenir et participer en continu avec les services municipaux et l'AME à la réalisation des plans pendant toute leur durée pour atteindre les objectifs de gestion de la demande.

PRINCIPES DE GESTION DE LA DEMANDE

Types de gestion de la demande

En Amérique du Nord, on classe généralement les efforts des services publics visant à influencer la demande d'électricité en cinq catégories :

- La réduction de la charge
- Le déplacement de la charge
- L'écrêtage
- Le remplissage des heures creuses
- L'étoffement de la charge

Les programmes de gestion de la demande d'Ontario Hydro visent à assurer la satisfaction de la clientèle grâce à une consommation plus économique de l'électricité. Les programmes qui permettent de réduire les notes d'électricité des clients, d'améliorer le confort ou la productivité ou de produire des retombées favorables sur l'environnement pour le consommateur permettent, dans certains cas, d'étoffer la charge. Ontario Hydro n'a adopté aucun programme visant à étoffer la charge.

Un plan ambitieux de gestion de la demande a été mis au point et certains programmes sont déjà en cours de réalisation. Ce plan évoluera avec les besoins des clients et l'expérience acquise par Ontario Hydro et sa clientèle dans le cadre de ces programmes. Ontario Hydro a pour objectif de réaliser une réduction maximum d'accroissement de la charge grâce à une gestion économique de la demande.

• La réduction de la charge est réalisée essentiellement grâce aux améliorations apportées à l'efficacité avec laquelle l'électricité est utilisée. Ces mesures permettent de réduire la quantité d'électricité nécessaire pour répondre aux besoins des clients, par exemple le remplacement de lampes à rendement inférieur par des lampes à rendement élevé.

• Le déplacement de la charge permet de réduire la demande de pointe d'un réseau en déplaçant une partie de la demande d'électricité vers les périodes creuses. Ce déplacement s'effectue par le contrôle direct des charges consommées et indirectement par des tarifs spéciaux et des mesures d'incitation financière visant à réduire la consommation pendant les heures de pointe. Même si le déplacement de la charge diminue le besoin de puissance de pointe, il ne permet normalement pas de réduire la consommation globale d'électricité. L'utilisation de chauffe-eau à grande capacité, contrôlés par un service public, et qui ne permettent de consommer de l'électricité que pendant les heures creuses, représente un exemple de mesures de déplacement de la charge contrôlé directement.

• Il existe également toutes sortes de moyens de pratiquer l'écrêtage. L'un des moyens les plus importants correspond aux contrats d'alimentation interruptible à capacité, contrats qui sont passés avec des clients qui conviennent, en contrepartie d'une réduction de leur tarif, de comprimer leur consommation d'électricité sur demande, afin d'aider une société de services publics à faire face aux périodes où la demande du réseau peut dépasser l'offre.

• Le remplissage des heures creuses vise à encourager l'accroissement de la consommation en dehors des heures de pointe («heures creuses»). Cette pratique permet de niveler la demande du réseau et d'accroître la rentabilité de l'investissement des services publics dans les installations de production et de livraison.

• L'étoffement de la charge vise à encourager la consommation d'électricité pendant les heures de pointe et les heures creuses. Par exemple, les programmes d'étoffement de la charge peuvent prévoir des tarifs spéciaux destinés à attirer une nouvelle clientèle industrielle ou à encourager la clientèle

existante à adopter l'électricité et à délaisser les combustibles.

La Figure 7–1 illustre les différents effets de ces mesures sur l'évolution de la charge quotidienne.

Même si le Plan de gestion de la demande d'Ontario Hydro ne prévoit aucun objectif en matière d'étoffement de la charge, la direction Recherche donne des conseils à la clientèle sur les technologies d'électricité qui sont économiques. Ce service peut donner lieu, dans une certaine mesure, à un étoffement de la charge. Ces activités soutiennent l'objectif qui consiste à aider les consommateurs d'électricité à accroître leurs économies d'énergie, leur productivité et leur compétitivité.

En raison du rôle essentiel des améliorations de l'efficacité électrique dans le Plan de gestion de la demande, le reste de la présente section est consacré à une description des principes qui sous-tendent cet aspect de la gestion. Nombre des idées de programmes élaborées dans ce domaine permettent également de comprendre d'autres secteurs de la gestion de la demande.

Programme de gestion de la demande	Objectifs de la gestion de la demande
Réduction de la charge	Améliorations de l'efficacité électrique
Déplacement de la charge	Tarifs en fonction du moment d'utilisation, stockage de la capacité de climatisation et contrôle direct
Écrêtage	Charge interruptible à capacité
Remplissage des heures creuses	Aucun programme
Étoffement de la charge	Aucun programme

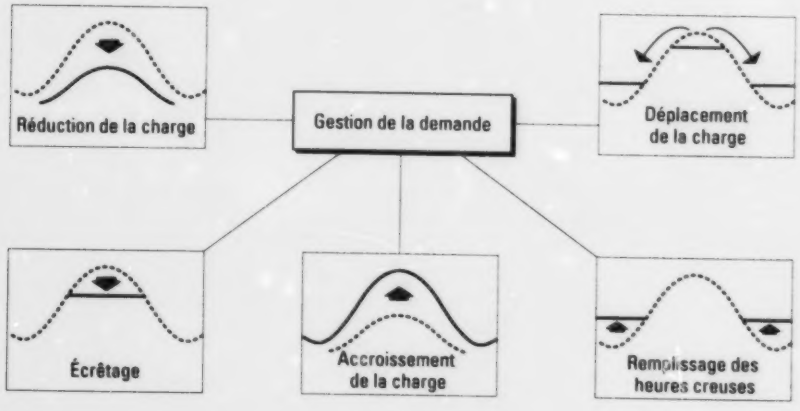
Aperçu des améliorations de l'efficacité électrique

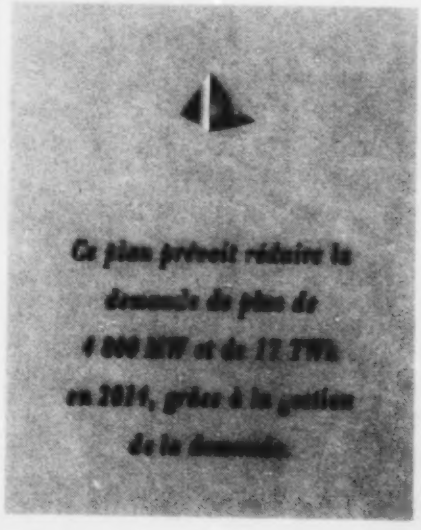
Le moyen le plus simple et le plus important de réduire la demande d'électricité consiste à améliorer les économies de consommation. L'objectif de base des programmes d'amélioration de l'efficacité électrique est de satisfaire les besoins de la clientèle en matière de service d'électricité, par exemple l'éclairage et le chauffage des locaux, tout en consommant moins d'électricité.

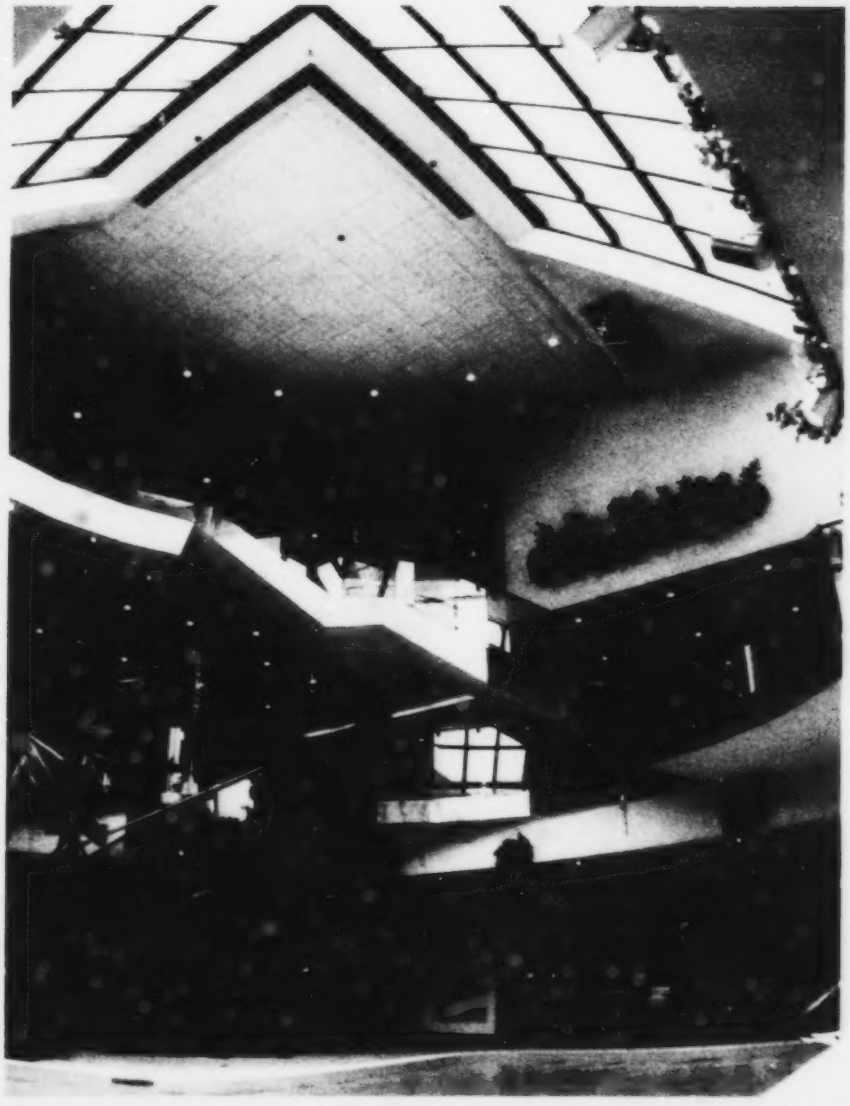
Ces réductions peuvent être réalisées grâce à deux moyens différents. L'un consiste à encourager les clients à adopter des appareils plus économes que d'autres; en d'autres termes, ces appareils consomment moins d'électricité pour accomplir la même fonction. L'amélioration de la consommation de l'électricité grâce à l'adoption de technologies économes permet de réaliser des économies d'énergie plus stables et prévisibles.

L'autre moyen de favoriser les économies consiste à conseiller les clients sur la façon de tirer le meilleur parti de leurs appareils électriques. Cette démarche met l'accent sur le comportement des consommateurs. Ces deux

Figure 7–1 **Incidences de la gestion de la demande**







L'éclairage économe d'énergie assure un service de qualité tout en consommant moins de kilowatts.

démarches sont importantes et complémentaires.

Les consommateurs peuvent réduire le gaspillage en fermant l'éclairage pendant les périodes où ils n'en ont pas besoin. Cependant, même quand les consommateurs sont convaincus des avantages des mesures d'économie d'énergie, il est parfois difficile de vaincre la force de l'habitude. Voilà pourquoi les programmes d'information mis sur pied par les services publics continueront de jouer un rôle important, en insistant sur l'importance des économies d'énergie.

Une façon encore plus fiable, pour les consommateurs, de réduire leurs frais d'éclairage consiste à installer des appareils économes d'énergie, qui assurent la même luminosité et consomment moins d'électricité. Même si des appareils plus économes garantissent quasiment la baisse des notes d'électricité, ils donnent lieu à d'autres frais, notamment, très souvent, à des dépenses d'immobilisations supérieures pour l'aménagement d'un matériel plus économe.

Ainsi, les programmes d'Ontario Hydro pour l'amélioration des économies d'énergie sont assortis de conseils sur l'utilisation plus efficace du matériel et d'encouragements à adopter des appareils plus économes. Ces programmes prévoient également des mesures d'incitation financière, dans les cas nécessaires, afin d'aider les clients à compenser la hausse de leurs dépenses d'immobilisations, en raccourcissant les périodes de récupération dans le cas des clients qui adoptent un matériel plus économe. Des tarifs réduits, des subventions, des prêts ou des rabais figurent parfois parmi les mesures d'incitation financière.

Les programmes d'économie d'énergie doivent viser les valeurs et les intérêts des consommateurs. Pour les consommateurs d'électricité, les économies représentent une incitation importante à participer aux programmes d'efficacité électrique. Cependant, les consommateurs peuvent également décider d'adopter des appareils électriques économes d'énergie pour des motifs différents des coûts,

Trois exemples d'améliorations de l'efficacité électrique en Ontario

Secteur commercial - L'éclairage compte pour environ 40 % de la consommation d'électricité dans ce secteur. Ce type de consommation est peu économe si on le compare aux meilleurs produits d'éclairage et méthodes de conception qui existent.

Ontario Hydro a mis au point un programme d'incitation aux économies d'éclairage, après de vastes recherches et de nombreuses consultations auprès des fournisseurs d'éclairage, des sociétés de services publics et des consommateurs. Afin de respecter les normes de service de la clientèle, la conception de l'éclairage doit respecter les directives de l'Illuminating Engineering Society.

Les documents publicitaires tiennent compte des intérêts des différents compartiments du secteur commercial, dont les besoins et les attentes sont divergents. Par exemple, la conception d'un programme d'éclairage doit tenir compte du fait que les lampes aux halogénures économes d'énergie n'ont pas une valeur égale dans les bureaux et les établissements de détail. Même si ces lampes éclairent une zone plus vaste que les lampes fluorescentes, leur remplacement n'est pas aussi pratique, ce qui représente une considération cruciale dans un établissement de détail, mais ce qui n'est toutefois pas aussi important dans les bureaux.

Secteur industriel - En 1989, Ontario Hydro a lancé, dans l'ensemble de la province, un programme visant à encourager l'utilisation de moteurs à rendement élevé. Ce programme a pour but de ralentir l'accroissement de la demande de 400 MW d'ici à 2009, en faisant de ces moteurs la norme en Ontario au cours des dix prochaines années. À l'heure actuelle, ils représentent moins de 3 % des ventes annuelles de moteurs. L'élaboration de ce programme témoigne du lien étroit entre son efficacité et le soin apporté à la recherche.

Il y a plusieurs années, à la suite d'une étude de marché, Ontario Hydro a constaté que les moteurs à rendement élevé détenaient une très faible part du marché des moteurs, même si leur rendement potentiel en économies d'électricité pour les consommateurs permettait de compenser leur prix supérieur. Une analyse financière a permis de conclure que la valeur de ces moteurs pour le réseau d'Ontario Hydro est de l'ordre de 40 $ à 50 $ par cheval-vapeur. Étant donné que les moteurs représentent 75 % de la consommation industrielle d'électricité et que les moteurs à rendement élevé sont de 3 % à 8 % plus économes que les modèles ordinaires à l'heure actuelle, Ontario Hydro a décidé de consacrer des moyens considérables à la promotion de ce type de moteurs en Ontario.

Un programme-témoin, qui offre des mesures d'incitation financière pour raccourcir la période de récupération pour les consommateurs, a été lancé. Cependant, malgré une vaste recherche et une consultation attentive auprès des consommateurs, ce programme n'a pas suscité beaucoup d'intérêt.

D'autres études ont démontré que la plupart des détaillants n'ont pas été en mesure de se procurer ce type de moteurs. Au lieu de perdre des ventes, de nombreux fournisseurs ont offert des rabais sur les moteurs ordinaires; ces rabais se sont avérés aussi intéressants que les mesures d'incitation offertes par Ontario Hydro pour les moteurs à rendement élevé.

Le programme portant sur les moteurs à rendement élevé a été conçu pour tenir compte des résultats des travaux de recherche. Voici ses traits dominants :

- **des rabais offerts aux consommateurs, afin de réduire la période de récupération à moins de deux ans;**
- **des incitations proposées aux distributeurs, pour compenser le coût de la gestion d'un large éventail de produits; et**
- **des programmes d'information et des efforts de promotion coopérative avec les fabricants et les distributeurs.**

Secteur résidentiel - Ontario Hydro a notamment pour objectif de promouvoir la sensibilisation et l'intérêt à l'endroit de la gestion de la demande dans le secteur résidentiel. Un concours visant à intéresser les clients à proposer des conseils d'économie d'énergie a constitué un programme très populaire pour atteindre cet objectif.

Une fois le programme annoncé, plus de 10 000 bulletins de participation ont été envoyés. Des prix étaient attribués pour les meilleures suggestions. Les cérémonies de remise de prix ont été annoncées à grande échelle et ont attiré un auditoire nombreux.

Les meilleures suggestions ont été publiées dans une brochure intitulée «Voici comment vous économisez l'énergie : Des conseils de tous les coins de la province». Plus de 100 000 exemplaires de cet ouvrage ont été remis aux personnes qui en ont fait la demande.

Ce programme de sensibilisation a été suivi, dans l'ensemble de la province, par une campagne sur les produits d'amélioration des économies d'énergie à l'automne 1989, en collaboration avec les magasins de détail à succursales multiples Home Hardware. Cette campagne prévoyait la distribution de bons-rabais à l'intention des consommateurs, pour l'achat de produits d'amélioration d'économie d'énergie.

par exemple les économies de ressources ou la protection de l'environnement.

Conquérir le décideur

Pour que leurs programmes de gestion de la demande soient fructueux, Ontario Hydro et les services publics municipaux doivent convaincre trois groupes de personnes. Ces groupes se chevauchent. Il s'agit :

- des personnes qui acquittent des notes d'électricité;
- des personnes qui consomment l'électricité;
- des personnes qui prennent des décisions au sujet du matériel électrique.

Même s'il est parfois évident que les consommateurs ont intérêt à réduire leurs notes d'électricité, cette affirmation n'est pas nécessairement vraie pour d'autres consommateurs, par exemple les locataires, qui ne sont pas directement responsables de leurs frais d'électricité. Par conséquent, les programmes destinés à encourager l'économie d'électricité doivent être adaptés à ces deux groupes de personnes.

Parce que le type de matériel électrique utilisé échappe à la volonté de nombreuses personnes, les programmes d'amélioration

de l'efficacité électrique d'Ontario Hydro doivent également s'adresser aux décideurs qui choisissent la forme d'énergie et le matériel exploité dans les usines, les immeubles commerciaux et les ensembles d'habitation. Ce groupe comprend les fabricants, ingénieurs, architectes, constructeurs, experts-conseils et autres personnes qui ne sont parfois ni les utilisateurs, ni les personnes qui acquittent la note d'électricité pour le matériel correspondant.

Souvent, les décideurs choisissent un appareil en fonction de sa commodité et de ses économies à court terme, plutôt que de ses perspectives d'économie à long terme. Dans l'esprit d'un décideur, il n'est peut-être pas logique d'investir immédiatement plus de capitaux dans une technologie économe, dont les avantages rejailliront sans doute plus tard sur quelqu'un d'autre.

Ontario Hydro a pour mission de déterminer les mesures les plus intéressantes, d'offrir un large éventail de programmes au choix des décideurs, et de mettre au point des moyens novateurs afin de motiver les consommateurs à profiter des occasions rentables d'amélioration des économies d'énergie.

Le facteur des coûts

Pour être fructueuse, la gestion de la demande doit souvent s'accompagner de mesures d'incitation financière. Le fait d'investir pour économiser n'est pas, en soi, inédit. Ce qu'il l'est, par contre, c'est qu'Ontario Hydro est disposée à payer les consommateurs pour les encourager à consommer moins d'électricité.

Ce faisant, Ontario Hydro engage des coûts et réduit son volume d'affaires. Il s'ensuit que chaque consommateur est susceptible de payer légèrement plus son électricité au kilowattheure ; or, les consommateurs participants consomment moins de kilowattheures et réduisent par conséquent leurs notes d'électricité. Ontario Hydro offre donc un large éventail de programmes afin de s'assurer que la participation sera la plus vaste possible.

Dans l'évaluation des programmes de gestion de la demande, Ontario Hydro applique le critère de la charge totale du client. Selon ce critère, Ontario Hydro estime la valeur actuelle :

- du coût supplémentaire du matériel le plus économe (p. ex., le supplément acquitté pour des lampes à rendement élevé);
- les coûts d'administration et d'exécution des programmes (soit le coût engagé par la société de services publics dans l'exécution du programme d'éclairage, y compris les mesures d'incitation s'il y a lieu); et
- l'évolution des frais d'exploitation des clients (soit la diminution de la note du fait de la baisse de la consommation d'éclairage).

Un programme est rentable si la somme des coûts supportés par les clients et Ontario Hydro dans le cadre de ses programmes est inférieure à la valeur actuelle correspondante des coûts d'approvisionnement épargnés, soit les coûts qu'Ontario Hydro aurait dû supporter pour acheminer l'électricité non consommée en raison de l'un de ces programmes.

Le facteur de la chronologie

La définition du fondement de programmes fructueux de gestion de la demande exige du temps. Il faut notamment :

- définir les combinaisons de compartiments du marché et de technologies qui offrent des perspectives d'amélioration des économies;
- effectuer l'étude de marché qui facilitera la conception de programmes efficaces;
- mettre à l'essai les programmes et élaborer de nouveaux produits;
- bâtir une crédibilité et créer des relations avec les décideurs, les clients et les autres intervenants.

Comme l'indique la Figure 7–2, Ontario Hydro a mis au point et lance à l'heure actuelle un large éventail de programmes de gestion de la demande dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.

Que dire des mesures d'incitation?

Une solution de gestion de la demande est rentable quand elle répond aux critères de la charge totale du client. Le niveau et la nature des mesures d'incitation offertes par Ontario Hydro n'influencent pas cette évaluation.

Cependant, quand elle repère des obstacles financiers, Ontario Hydro estime le niveau des mesures d'incitation nécessaires pour triompher des oppositions des décideurs en ce qui concerne la rentabilisation des investissements. La valeur de la mesure d'incitation ne peut être supérieure au coût épargné et est généralement fixée pour permettre une pénétration importante du marché-cible, sans attirer un nombre indu de resquilleurs[1].

Facteurs relatifs à l'environnement

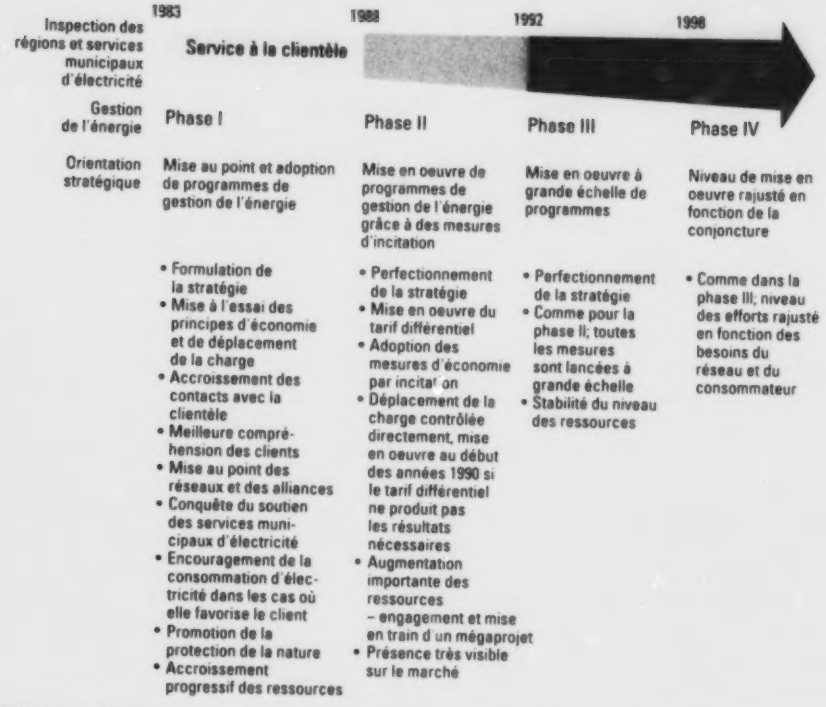
Environnement naturel

En règle générale, les solutions de gestion de la demande ont des effets favorables sur l'environnement naturel. Les améliorations de l'efficacité électrique réduisent le besoin d'installations nouvelles de production, de transport et de distribution, en plus de permettre à Ontario Hydro de diminuer sa consommation de charbon, de mazout et de gaz naturel. Le déplacement de la charge produit des avantages analogues, grâce auxquels Ontario Hydro peut adopter des installations de production plus économiques afin de répondre aux besoins d'énergie déplacés. Dans la mesure où ces avantages peuvent être chiffrés, Ontario Hydro en tient compte dans le calcul des coûts épargnés, en portant au crédit des mesures de gestion de la demande les avantages environnementaux qu'elles produisent.

Les programmes d'amélioration de l'efficacité électrique permettent de réduire la consommation d'énergie et de puissance en permanence. Par conséquent, l'incidence environnementale de toutes les formes d'énergie, qu'elles soient hydraulique, fossile ou nucléaire, est atténuée.

Les programmes de déplacement de la charge ne permettent pas de réduire la quantité d'électrique consommée. L'aplatissement de la courbe de la charge quotidienne a tendance à réduire la quantité d'énergie de pointe et la charge intermédiaire, de même qu'à accroître la charge de base. Étant donné que la production

Figure 7–2 **Pour accroître la satisfaction de la clientèle, il faut raffermir les exigences en matière de service et de gestion de l'énergie**



d'origine nucléaire et hydraulique pour la charge de base a tendance à réduire les besoins à l'égard de cette charge, la quantité d'énergie fossile nécessaire est inférieure. Les chapitres 14 et 15 portent sur les questions environnementales liées à la production d'origine fossile et nucléaire.

Les caractéristiques environnementales des solutions de gestion de la demande n'ont pas été analysées de façon aussi vaste que celles des solutions pour l'accroissement de l'offre. Certaines incidences environnementales potentielles découlent de la fabrication du matériel économe d'énergie et de l'élimination des appareils peu économes. Cependant, les premières estimations de ces incidences indiquent qu'elles sont négligeables si on les compare aux retombées entraînées par la production de l'électricité épargnée par des moyens traditionnels.

Les incidences environnementales potentielles des programmes de gestion de la demande doivent faire l'objet de nouvelles études. Certains programmes nécessitent la gestion de matériaux qui peuvent avoir des conséquences néfastes sur l'environnement. Par exemple, un programme visant à remplacer les tubes fluorescents ordinaires oblige à prendre des précautions dans l'élimination des anciens ballasts contaminés par les BPC; un autre programme visant à encourager l'adoption de réfrigérateurs à rendement élevé peut également obliger à prendre des précautions pour l'extraction du fréon (CFC) dans les anciens appareils; enfin, un programme destiné à encourager l'hivérisation des maisons nécessiterait l'installation d'échangeurs d'air afin de réduire les concentrations de polluants, par exemple le radon sous forme de gaz, le formaldéhyde et le monoxyde de carbone.

Certaines électrotechnologies sont très efficaces, puisqu'elles permettent aux clients de s'acquitter de leurs responsabilités en matière d'environnement : grâce à l'osmose inversée, on peut nettoyer des effluents de déchets industriels; l'affinage à l'oxygène permet de réduire les rejets industriels de gaz acides; les outils à jet de plasma permettent de comprimer les rejets de l'industrie primaire des métaux. Les clients et le public en général tirent parti de l'adoption de ces technologies, même si elles peuvent accroître la demande d'électricité.

Incidences sociales

Les programmes de gestion de la demande ont également des incidences sociales. Ces programmes créent en effet, aux quatre coins de la province, des emplois dans de nombreux secteurs, et notamment dans les métiers spécialisés dans l'installation et l'entretien du matériel économe d'énergie. Les secteurs de la fourniture et de la fabrication des matériaux devront faire appel à des spécialistes et à du personnel dans le domaine énergétique, afin d'élaborer et de mettre en oeuvre des programmes.

L'adoption de programmes importants de gestion de la demande devrait accroître le nombre total d'emplois dans la province. Les avantages produits dans une collectivité pourront cependant être inférieurs à l'incidence directe d'un grand projet d'accroissement de l'offre. Il est peu probable que les programmes de gestion de la demande produisent des incidences importantes sur les collectivités locales. L'amélioration des normes d'économie d'énergie, les modifications apportées au Code du bâtiment et les mesures d'incitation pour l'efficacité électrique pourraient influencer la nature, le coût et le rythme des mises en chantier de logements.

Les programmes de déplacement de la charge et d'amélioration des économies ont d'autres incidences potentielles. Les tarifs différentiels[†] donneront lieu à des changements en ce qui concerne le mode de consommation de l'électricité. Les particuliers pourront modifier leurs habitudes à l'occasion des activités

En plus de réduire la nécessité d'installations nouvelles, les améliorations de l'efficacité énergétique favorisent la protection de l'environnement.

auxquelles ils s'adonnent dans leurs habitations. Le moment de la consommation, les facteurs saisonniers et les tarifs en cas d'interruption de la consommation dans le secteur industriel pourront également modifier les heures de travail.

L'adoption d'appareils à rendement élevé, qui permettent d'assurer le même service énergétique, aura peu ou pas d'incidences sur le mode de vie du grand public ontarien. De même, les appareils permettant de déplacer la charge, par exemple les chauffe-eau avec réservoir qui assurent le même service (soit une quantité suffisante d'eau chaude au besoin) n'auront aucune incidence sur le mode de vie. Certaines mesures d'économie, par exemple le calfeutrage, l'isolation et l'amélioration des portes et fenêtres, pourront accroître le confort au foyer.

Améliorations de l'efficacité électrique – perspectives et résultats réalisables

Différentes estimations ont été établies pour le potentiel technique† des économies d'énergie en Ontario. Ce potentiel correspond à la réduction de la demande d'électricité qu'il serait possible de réaliser dans un certain délai si toutes les améliorations techniquement possibles étaient adoptées dans l'ensemble de la province, peu importe le coût ou les préférences des consommateurs. Bien entendu, dans la réalité, de nombreuses améliorations techniquement possibles seraient prohibitives par leurs coûts ou tout simplement peu souhaitables. Par exemple, même s'il pourrait être techniquement possible de remplacer tous les réfrigérateurs moins économes par des modèles à rendement élevé en Ontario, les coûts et autres inconvénients de cette mesure l'emporteraient manifestement sur les améliorations en économie d'électricité potentielles.

Voilà pourquoi Ontario Hydro n'estime pas le potentiel technique dans sa planification de la gestion de la demande. Elle fait plutôt appel à des estimations de l'ensemble des améliorations de l'efficacité électrique potentielles, qui tiennent compte du coût,

du moment d'utilisation et des perspectives.

Il est extrêmement important de comprendre parfaitement la nuance entre le potentiel théorique et le potentiel réalisable des améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ) en Ontario. Tout exposé sur le potentiel d'économie doit tenir compte des dates d'entrée en vigueur et de cessation des mesures, pour permettre le calcul harmonieux de la croissance des immobilisations et du remplacement du matériel en place. La Figure 7–3 présente les principes utilisés dans l'élaboration de ce plan.

Les AEÉ totales potentielles représentent la valeur obtenue quand des technologies évoluées permettant d'améliorer les économies d'électricité correspondent à des applications importantes de l'électricité et sont soumises à une évaluation selon le critère de la charge totale du client. L'analyse technique permet d'éliminer les technologies qui ne répondent pas aux besoins des clients; l'analyse financière permet d'éliminer celles dont les coûts sont supérieurs aux solutions d'accroissement de l'offre. Cette estimation du potentiel suppose une pénétration à 100 % du marché.

Les estimations des AEÉ potentielles totales varient selon l'exactitude des hypothèses retenues pour le calcul des coûts épargnés et d'après l'exhaustivité de la liste des technologies possibles.

Ontario Hydro divise en deux parties les AEÉ potentielles totales :

- Tout d'abord, les réactions des consommateurs aux lois normales du marché et aux programmes types des gouvernements devraient permettre de réaliser des améliorations naturelles d'économie d'électricité. La prévision de la charge de base permet de saisir cette tendance continue sur la voie de l'amélioration des économies d'énergie. Les programmes d'information générale d'Ontario Hydro visant à promouvoir les économies d'électricité favorisent les AEÉ naturelles.
- Deuxièmement, les autres améliorations potentielles totales portent le nom d'«améliorations de l'efficacité électrique potentielles suscitées». Ces améliorations devraient nécessiter l'intervention d'Ontario Hydro sous la forme de mesures d'incitation financière à l'intention des décideurs. Pour l'estimation de ce potentiel, nous continuons de supposer une pénétration à 100 % du marché admissible.

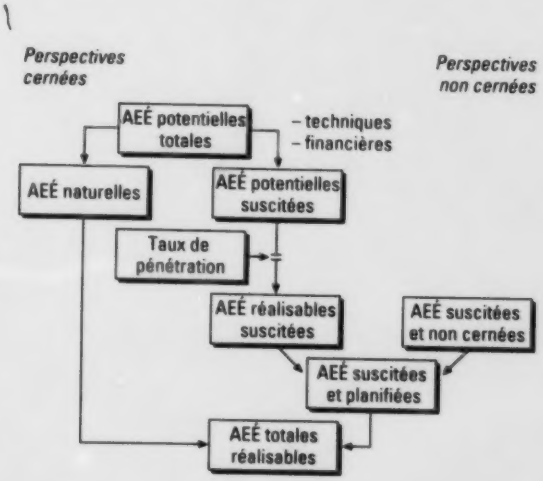
L'estimation des AEÉ réalisables et suscitées s'avère nécessaire, puisque l'estimation des AEÉ potentielles suscitées ne tient pas compte des considérations commerciales d'ordre pratique, par exemple la disponibilité de produits économes, la présence d'une infrastructure permettant d'offrir et d'entretenir ces produits, la volonté des décideurs d'adopter ces produits et l'incidence des produits concurrents. L'estimation des AEÉ potentielles suscitées et des taux de pénétration du marché permet à Ontario Hydro d'estimer les améliorations d'économie suscitées et réalisables.

On entend par «taux de pénétration» le pourcentage de la réduction potentielle qu'on peut réaliser pour une solution particulière de gestion de la demande dans un certain délai. Ce taux est établi d'après une évaluation des obstacles qu'il faut franchir pour réussir sur le marché. Une partie du processus de l'établissement du Plan de gestion de la demande consiste à ébaucher les principes des programmes de façon à permettre d'évaluer, pour chaque compartiment du marché et chaque technologie, les considérations pratiques.

L'estimation des AEÉ réalisables et suscitées repose sur les perspectives cernées et les technologies qui ont fait leurs preuves. Cependant, l'on s'attend à ce que les perspectives nouvelles créées par les technologies naissantes et les nouvelles idées d'accroissement des taux de pénétration des technologies actuelles favoriseront également, dans l'ensemble, la réduction de la charge. L'estimation des AEÉ non cernées prévoit une marge pour la réduction prévue de la demande de puissance et d'énergie causée par les idées nouvelles et la technologie naissante.

Les AEÉ planifiées et suscitées représentent la réduction totale de puissance et d'énergie prévue en raison des programmes motivés par les mesures d'incitation d'Ontario Hydro. Cette

Figure 7–3 **Terminologie des améliorations de l'efficacité électrique**



estimation comprend les apports des perspectives cernées et non cernées.

Évaluation de l'incidence nette des programmes

Tous les programmes de gestion de la demande sont dotés de méthodes de suivi et d'évaluation. Par exemple, le suivi du nombre de moteurs électriques économes installés grâce aux mesures d'incitation constitue un fondement concret pour l'estimation de l'incidence des programmes sur la demande d'électricité et l'avancement des programmes par rapport au plan.

Des corrections sont apportées aux données sur le suivi des programmes, afin d'estimer l'incidence nette de ces programmes. Ces corrections prévoient des rajustements pour tenir compte :

- des resquilleurs, soit les clients qui acceptent des sommes versées dans le cadre de mesures d'incitation pour des améliorations d'économie qu'ils auraient apportées de toute façon;
- de la diversité : Ce ne sont pas tous les clients qui utilisent en même temps au maximum leurs applications les plus économes;
- de la coïncidence : Seule une tranche de la réduction de la demande d'électricité dans le cadre d'un programme intervient pendant les périodes de pointe (les jours de semaine en hiver, de 7 h à 23 h); et
- des pertes pendant le transport de l'électricité.

Répartition de la consommation d'électricité en Ontario

Secteur résidentiel	2,5 millions de foyers; 29 % de la consommation d'électricité	
	Chauffage des locaux et de l'eau	56 %
	Électroménagers	38 %
	Climatisation	6 %
Secteur commercial	500 000 entreprises; 34 % de la consommation d'électricité	
	Moteurs et matériel	39 %
	Éclairage	38 %
	Chauffage des locaux et de l'eau	11 %
	Climatisation	12 %
Secteur industriel	18 000 clients; 37 % de la consommation d'électricité	
	Moteurs et matériel	73 %
	Électrothermie	16 %
	Éclairage	11 %

Les vérifications postérieures à la réalisation des programmes permettent de s'assurer que les avantages prévus se sont matérialisés et se poursuivront.

Dans le présent chapitre, les données portant sur les apports de la gestion de la demande (en mégawatts) :

- ne tiennent pas compte des resquilleurs;
- coïncident avec la période de pointe du réseau électrique en hiver; et
- sont mesurées au point de production de l'électricité.

Ontario Hydro insiste constamment sur l'importance de l'isolation.

PERSPECTIVES DE GESTION DE LA DEMANDE

La présente section renferme des détails sur les perspectives de la gestion de la demande dans trois secteurs : les améliorations de l'efficacité électrique, le déplacement de la charge et l'écrêtage réalisé grâce aux contrats d'alimentation interruptible. L'exposé ci-après chiffre les niveaux réalisables de gestion de la demande dans chacun de ces trois secteurs, à partir de l'an 2000. Un rapport rétrospectif renferme des analyses détaillées pour les années 2000 et 2008.

Tout d'abord, nous présentons certaines données sur le mode, l'endroit et la chronologie de la consommation de l'électricité en Ontario; ces renseignements sont en effet essentiels pour évaluer les perspectives dans un secteur ou pour une destination ultime en particulier.

La consommation d'électricité en Ontario

Ontario Hydro et les services municipaux d'électricité sont au service d'environ 3,3 millions de clients répartis entre trois secteurs différents :

- Le secteur résidentiel : maisons, chalets et exploitations agricoles
- Le secteur commercial : bureaux, immeubles en copropriété, établissements de détail,

Figure 7–5 **Répartition géographique de la consommation d'électricité en Ontario**

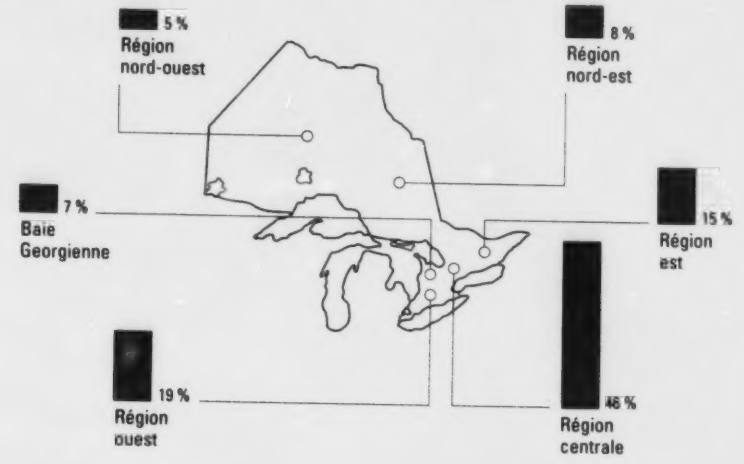
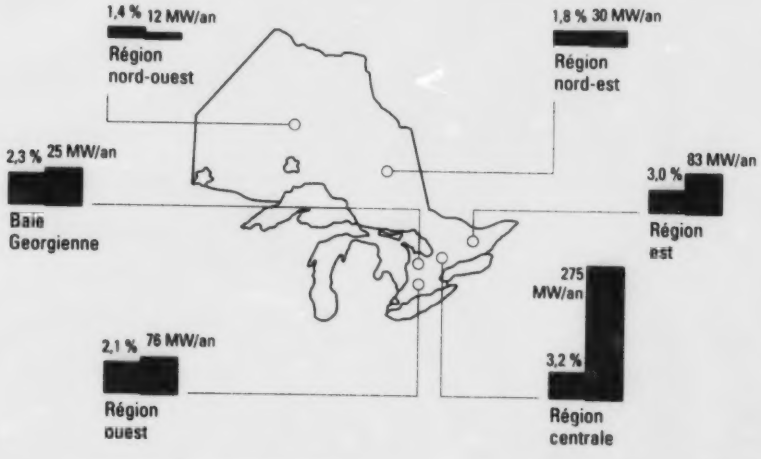


Figure 7–6 **Croissance de la demande primaire d'électricité par région, de 1983 à 1987**



Les économies d'énergie dans la province

Pour cerner les occasions de gestion de la demande et mettre au point des programmes efficaces, il faut également savoir d'où provient l'accroissement de la demande d'électricité. En Ontario, la consommation d'électricité se concentre essentiellement dans la région centrale et dans certaines parties de l'ouest de la baie Georgienne, ainsi que dans la région est, comme l'indique la Figure 7-5. Les régions de la province qui n'ont pas accès à des approvisionnements de gaz naturel ont également plus besoin d'électricité. La Figure 7-6 représente les rythmes d'accroissement de l'électricité et le niveau absolu d'augmentation au cours des récentes années dans différentes régions de la province.

Ontario Hydro fait la promotion de la gestion de la demande dans l'ensemble de la province.

restaurants, institutions et immeubles d'appartements

- Le secteur industriel : exploitation minière, transformation et fabrication.

La Figure 7–4 permet de constater que chaque secteur consomme environ le tiers de l'électricité totale en Ontario. Cependant, le total de la consommation ne représente qu'un aspect de la question, puisque l'électricité répond à des besoins variés dans chaque secteur.

Ontario Hydro ne néglige aucun effort pour comprendre les besoins des clients dans chacun de ces secteurs, afin de mettre au point des programmes efficaces. Si les attentes essentielles dans l'ensemble de ces secteurs sont les mêmes pour tous les clients, par exemple la fiabilité, l'économie et la protection de l'environnement, l'ordre des priorités varie d'un secteur à un autre. La clientèle résidentielle recherche la commodité, le confort et l'économie. Les clients du secteur commercial recherchent davantage l'excellence du service, la fiabilité des approvisionnements et les économies de coûts. Dans le secteur industriel, les clients s'intéressent en particulier aux coûts

et à la fiabilité et sont toujours en quête de moyens permettant d'améliorer la productivité et la compétitivité.

Compte tenu de la diversité des objectifs ultimes de la consommation et des besoins de la clientèle, il va de soi qu'on ne peut tirer parti des perspectives de réduction de la demande en s'en remettant à une ou deux mesures de gestion de la demande seulement. Voilà pourquoi Ontario Hydro vise à offrir à sa clientèle un ensemble complet de programmes portant sur tous les secteurs d'activité et englobant de nombreux objectifs ultimes de consommation.

La démarche respectée par Ontario Hydro afin de repérer des perspectives fructueuses pour ses programmes de gestion de la demande fait intervenir à la fois des études de marché, des analyses et des recherches sur la technologie et le contrôle préalable de certaines méthodes.

Le reste de la présente section porte sur un exposé des perspectives de gestion de la demande dans chacun des trois grands domaines relevés ci-dessus, soit :

- les améliorations de l'efficacité électrique;
- le déplacement de la charge; et
- la charge interruptible à capacité.

Perspectives d'amélioration de l'efficacité électrique

La Figure 7–7 donne des exemples de technologies qui offrent, seules ou ensemble, des perspectives importantes d'amélioration de l'efficacité électrique. Il s'agit notamment de l'amélioration de l'isolation et de la réduction des niveaux d'infiltration dans les habitations nouvelles et anciennes, des pompes à chaleur en remplacement du chauffage électrique par résistance, de l'amélioration du chauffage et du matériel d'aération dans les immeubles commerciaux, de l'éclairage à rendement élevé, ainsi que des moteurs et dispositifs d'entraînement à vitesse variable très économes d'énergie.

Dans l'application pratique d'un programme d'économie, les décideurs doivent se renseigner sur la possibilité d'économiser, ainsi que sur le coût et le rendement de la mesure. Ils doivent avoir confiance dans la technologie envisagée et dans son utilité. Cette technologie doit représenter une amélioration importante et souhaitable. Les réseaux de livraison et l'infrastructure de service doivent être aménagés; s'il existe des obstacles financiers, il faut prévoir des mesures d'incitation pertinentes. Il importe de se rappeler que l'existence même d'une technologie avantageuse ne garantit pas, en soi, que la clientèle l'adoptera de façon généralisée.

Comme nous l'avons vu auparavant, Ontario Hydro évalue les perspectives d'amélioration d'économie et les classe en deux catégories : celles qui pourraient être adoptées par la clientèle sous l'effet des forces naturelles du

Figure 7–7 Mesures d'amélioration de l'efficacité électrique

	Secteur résidentiel	Secteur commercial	Secteur industriel
Éclairage économe	•	•	•
Électroménagers	•	•	
Isolation des chauffe–eau, etc.	•	•	
Pommes de douche à faible débit	•	•	
Améliorations apportées aux bâtiments			
Isolation	•	•	
Pose de coupe–bise	•	•	
Norme de bâtiment R2000	•		
Remplacement des fenêtres	•		
Efficacité de la conception		•	
Pompes à chaleur	•		•
Systèmes de conditionnement efficaces		•	
Systèmes de gestion énergétique		•	
Réfrigération		•	•
Compteurs individuels		•	
Moteurs, compresseurs, ventilateurs et pompes à rendement élevé		•	•
Dispositifs d'entraînement industriels			•
Procédés industriels			•
Électrification des aciéries			•

Figure 7–8 Estimation des solutions d'amélioration de l'efficacité électrique

Coût épargné du réseau
(à un facteur d'utilisation de 100 %)

	2,6 ¢/kWh	3,7 ¢/kWh	4,8 ¢/kWh
Secteur résidentiel	1 660	1 920	1 930
Secteur commercial	1 890	2 480	2 820
Secteur industriel	490	530	540
Total	4 040	4 930	5 290

Estimation de la pénétration et des programmes d'amélioration de l'efficacité électrique réalisables et suscitées jusqu'en l'an 2000 selon un coût épargné de 3,7 ¢/kWh

		Pénétration	Pénétration prévue	
		%		MW
Secteur résidentiel :	**Rénovations**	**3 – 20**	**50**	
	Pompes à chaleur	**15**	**25**	
	Norme R2000 ou l'équivalent	**25**	**145**	
	Électroménagers	**20 – 50**	**130**	
				350
Secteur commercial :	**Bureaux**	**50**	**480**	
	Établissements de détail	**40**	**160**	
	Appartements	**50**	**140**	
	Divers	**45 – 60**	**360**	
				1 140
Secteur industriel :	**Moteurs et matériel**	**45**	**140**	
	Éclairage	**45**	**30**	
	Divers	**30 – 50**	**70**	
				240
Total des mesures cernées				**1 730**

Résultats prévus de l'amélioration de l'efficacité électrique jusqu'en l'an 2000

		Puissance de pointe (MW) Prévision de la charge			Énergie (TWh) Prévision de la charge		
		Inférieure	**Médiane**	**Supérieure**	**Inférieure**	**Médiane**	**Supérieure**
Résultats réalisables repérés :	Secteur résidentiel	190	350	460	0,9	1,6	2,1
	Secteur commercial	900	1 140	1 330	5,2	6,6	7,7
	Secteur industriel	160	240	270	1,0	1,5	1,7
	Total partiel	1 250	1 730	2 060	7,1	9,7	11,5
Mesures non cernées (tous les secteurs) :		**350**	**270**	**440**	**0,9**	**0,3**	**1,0**
Total prévu :		1 600	2 000	2 500	8,0	10,0	12,5

marché et celles qui exigent son intervention active. La Figure 7–8 présente les estimations d'Ontario Hydro en ce qui concerne les solutions AEÉ potentielles et suscitées jusqu'en l'an 2000, en fonction de la courbe médiane de croissance de la charge. Pour établir ces estimations, nous avons supposé qu'aucune barrière institutionnelle ou autre ne ferait obstacle à l'adoption généralisée des mesures par la clientèle. Toutes ces estimations supposent le recours au matériel et à la technologie économe qui existent à l'heure actuelle sur le marché.

Cette figure expose la vulnérabilité de cette possibilité aux trois niveaux différents de coûts épargnés du réseau. Ces coûts épargnés permettent d'établir l'amélioration qu'il est possible de réaliser de façon économique grâce à des programmes donnant lieu à des mesures d'incitation. Si la prévision des coûts épargnés était inférieure, l'AEÉ potentielle suscitée dans chaque secteur serait inférieure, et vice versa.

L'AEÉ potentielle suscitée dans chaque secteur représente la mesure dans laquelle la prévision de la charge de base d'Ontario Hydro au sujet de la demande de pointe serait diminuée si la possibilité était réalisée.

Comme l'indique cette figure, les améliorations d'économie potentielle suscitées dans tous les secteurs selon la courbe médiane des coûts épargnés, soit 3,7 ¢/kWh, s'établissent à environ 5 000 MW en l'an 2000.

Les perspectives des plans de rechange

Le coût épargné du réseau (3,7 ¢/kWh) utilisé dans la Figure 7–8 a été retenu pour le Plan proposé. Cette figure fait également état de variations de plus ou moins 30 % pour ce coût épargné. Il s'agit de la valeur moyenne, entre les années 2000 et 2014, de la courbe médiane d'accroissement de la charge. Cette valeur porte le nom de «niveau générateur» et ne tient pas compte de la provision particulière constituée pour les frais et les pertes au titre du transport dont il a été tenu compte dans l'analyse des solutions AEÉ. Le coût indiqué est «représentatif». Le coût épargné de chaque solution a été calculé à partir du

Ontario Hydro invite ses clients à utiliser de façon plus économe leurs électroménagers.

schème d'économie d'énergie adapté à la solution. Les coûts épargnés des autres plans possibles ne varient que très légèrement par rapport aux valeurs du Plan proposé. Le coût épargné représentatif du Plan 22 est légèrement inférieur, puisqu'il s'établit à 3,6 ¢/kWh; celui du Plan 24 est supérieur, puisqu'il ressort à 4,2 ¢/kWh. Compte tenu des légères variations entraînées par ces coûts dans les programmes d'AEÉ potentielles suscitées et d'une nouvelle baisse quand on tient compte de la réalisabilité de la mesure, il a été décidé de ne pas modifier l'élément de la gestion de la demande dans les autres plans possibles.

Comparaison avec le ministère de l'Énergie

Le ministère de l'Énergie de l'Ontario (MÉO) a récemment confié à Marbek Resource Consultants Ltd. et Torrie, Smith & Associates la mise à jour, entre autres, d'un rapport déjà publié sur les perspectives d'économie d'électricité en Ontario. Ces experts-conseils ont évalué ce qu'ils appellent le «potentiel économique maximum» des économies d'ici à l'an 2000. Selon leurs estimations, ce potentiel atteint 6 637 MW. Ce chiffre tient compte de la consommation ultime et du potentiel naturel exclu des estimations présentées dans la Figure 7–8. Si l'on tient compte des pertes (environ 8 %), des AEÉ naturelles (environ 1 600 MW), des différences entre les méthodes d'analyse et de l'incertitude générale liée à ces estimations, les deux ensembles de résultats ne sont pas incompatibles.

Il convient de faire observer que le rapport du MÉO ne porte pas sur la question de la proportion du potentiel économique réalisable dans la pratique.

AEÉ réalisables

Dans l'estimation des AEÉ réalisables suscitées, on suppose que les mesures d'incitation financière seront assez substantielles pour encourager les consommateurs à adopter ces améliorations. Les estimations sur la pénétration du marché et les niveaux d'incitation obéissent à un principe directeur : les clients qui profitent

Figure 7–11A **Courbes annuelle et quotidienne de la charge** Ensemble du réseau, 1988

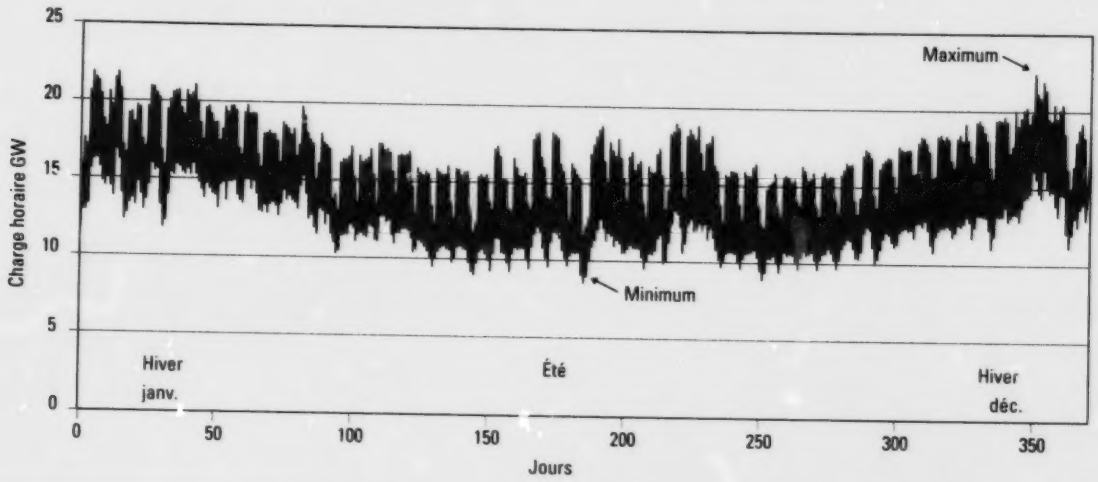
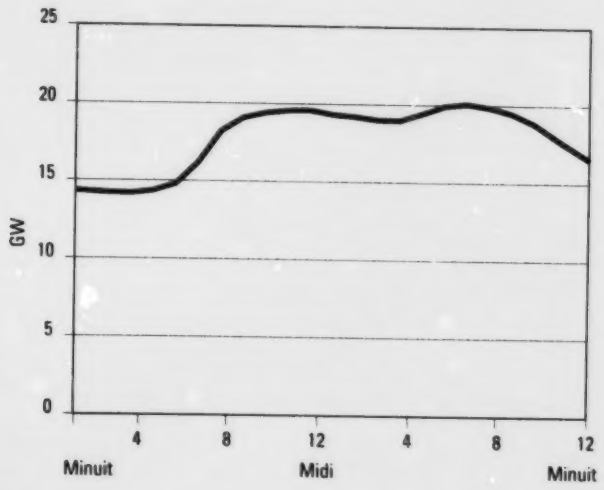


Figure 7–11B **Courbe quotidienne de la charge**



de ces mesures doivent également apporter un concours financier au coût de la mise en oeuvre de l'amélioration visée. L'importance de cet apport dépend de la nature du programme. Dans certains cas, une mesure d'incitation portant sur 20 % du supplément de dépenses d'immobilisations d'une opération de modernisation peut s'avérer suffisante pour encourager la clientèle à l'adopter. Dans d'autres cas, l'incitation offerte par Ontario Hydro pourrait atteindre 80 % du supplément de dépenses.

Le taux d'adoption prévu repose sur les résultats d'Ontario Hydro en ce qui concerne la gestion de la demande, de même que sur l'examen de programmes comparables réalisés par des sociétés américaines de services publics d'électricité. Ces résultats et études laissent entendre que les programmes de gestion de la demande assortis de mesures d'incitation permettront de rejoindre de 3 % à 55 % de la clientèle admissible. La Figure 7–9 indique le niveau prévu d'adoption de ces programmes par la clientèle, ainsi que les réductions

réalisables jusqu'en l'an 2000 grâce aux technologies évoluées.

AEÉ planifiées et suscitées

Les estimations ci-dessus ont été complétées par une estimation de l'apport probable des idées nouvelles permettant d'accroître les taux de pénétration et des perspectives prévisibles découlant des technologies naissantes. La Figure 7–10 fait état des résultats prévus des améliorations d'économie bénéficiant de mesures d'incitation et de la baisse de la demande globale qui en résultera pour l'intervalle de prévision.

Selon Ontario Hydro, un niveau d'amélioration d'économie de 2 000 MW et de 10 TWh d'ici à l'an 2000 est approprié et réaliste en ce qui a trait aux programmes bénéficiant de mesures d'incitation. Ce niveau d'économie suppose que l'accroissement de la charge respectera la courbe médiane. Si l'accroissement de la charge est supérieur ou inférieur à la prévision, on modifie alors le niveau prévu afin de tenir compte des modifications ainsi apportées à l'aspect financier du réseau et aux perspectives du marché.

Ontario Hydro a établi ses prévisions dans un souci de réalisme. Si elles sont trop élevées, Ontario Hydro ne pourra réaliser un juste équilibre des mesures rentables d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande, et la clientèle devra supporter des coûts plus élevés et un risque supérieur de fiabilité non satisfaisante du réseau. Si les prévisions sont trop faibles, Ontario Hydro investirait beaucoup trop dans les installations et la clientèle devrait supporter des coûts injustifiés.

Comme nous l'avons vu dans le chapitre 6, la planification est un processus itératif. Les résultats prévus exposés dans le présent document ont été calculés à partir d'estimations des coûts épargnés antérieures au Plan de l'offre et de la demande. Les estimations des AEÉ réalisables et suscitées (Figures 7–9 et 7–10) reposent sur le coût épargné du Plan proposé. Nous avons jugé que l'évolution des estimations des mesures potentielles cernées ne justifie pas la modification des résultats prévus. Les AEÉ non cernées et suscitées (présentées à la Figure 7–10) assurent l'équilibre entre les résultats définis et les chiffres prévisionnels.

Comme nous l'avons vu auparavant, le Plan de gestion de la demande d'Ontario Hydro en ce qui concerne les améliorations d'économie se compare avantageusement avec les plans et les résultats des grandes sociétés nord-américaines de services publics.

Perspectives de déplacement de la charge

Même si la demande d'électricité varie à chaque minute, la consommation suit des tendances générales, appelées «courbes d'évolution de la charge». La demande est plus élevée le jour que la nuit et pendant l'hiver et l'été qu'au printemps et à l'automne. La Figure 7–11 présente une courbe type d'évolution de la charge pour une année complète, ainsi que pour une journée d'hiver.

Étant donné qu'il n'est pas possible de stocker l'électricité, il faut, pour répondre aux variations de la demande, faire appel par intermittence à des centrales. En stabilisant la demande d'électricité, Ontario Hydro peut utiliser ses centrales de façon plus économique et réduire la nécessité d'accroître la capacité de production. Le déplacement de la charge joue donc un rôle important dans la gestion de la demande.

Le déplacement de la charge amène une diminution de la demande de pointe imposée au réseau. Cette mesure ne réduit cependant pas la demande d'énergie, puisque l'énergie remplacée est normalement fournie en dehors des heures de pointe.

Il existe plusieurs façons de déplacer la demande hors des heures de pointe. Les tarifs différentiels encouragent la clientèle à consommer davantage l'électricité pendant les heures creuses, pour bénéficier de tarifs inférieurs. La société de services publics peut également contrôler directement la demande, grâce à des dispositifs qui mettent provisoirement hors service le matériel électrique comme les chauffe-eau, sans causer

Potentiel de déplacement de la charge du réseau jusqu'en l'an 2000

Accroissement de la charge	Déplacement de la charge
Courbe inférieure	800 MW
Courbe médiane	**1 000 MW**
Courbe supérieure	1 200 MW

Déplacement de la charge prévue en réponse à des tarifs différentiels

pointe en MW

Catégorie de clientèle	Réduction de la demande
Secteur résidentiel	**254**
Secteur général, demande inférieure à 5 MW	412
Secteur général, demande supérieure à 5 MW	**133**
Clientèle industrielle directe	366
Total	**1 164**

Figure 7–14 A **Réduction de la demande de pointe – Courbe prévisionnelle médiane**

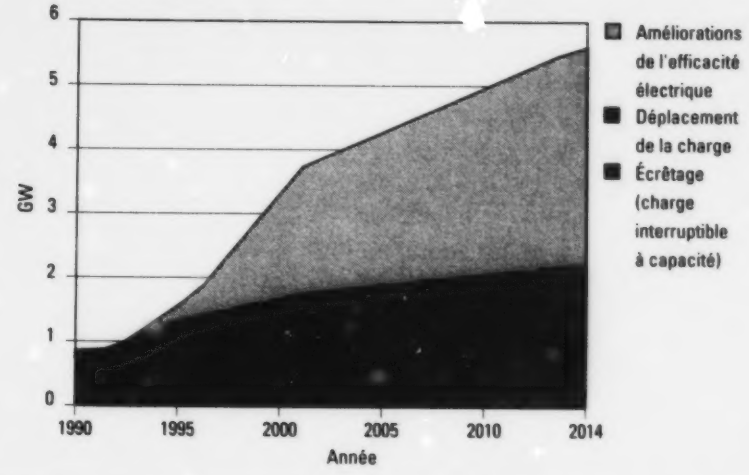
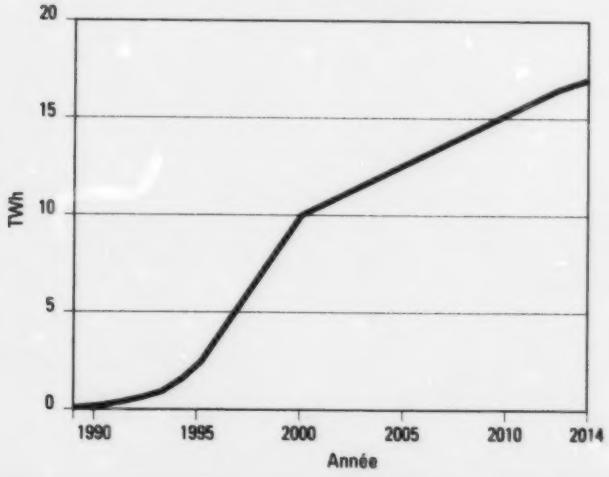


Figure 7–14 B **Réduction de la consommation d'énergie – Courbe prévisionnelle médiane**



d'inconvénients aux consommateurs. Ontario Hydro a pour stratégie de s'en remettre essentiellement aux tarifs différentiels et de recourir à des méthodes de régulation directe† dans les cas où elles sont rentables et dans la mesure où les tarifs privilégiés ne permettent pas d'atteindre parfaitement les résultats escomptés.

Les perspectives offertes par le déplacement de la charge sont pour la plupart liées au cycle quotidien de la consommation, plutôt qu'aux périodes de pointe qui interviennent pendant les cycles hebdomadaires et saisonniers. Peu de technologies permettent d'amener les clients à consommer l'électricité pendant les fins de semaine plutôt que la semaine, ou pendant l'été plutôt que l'hiver, si on les compare aux perspectives offertes par le déplacement de la charge en dehors des heures de pointe.

La possibilité de réduire la demande de pointe dépend surtout des caractéristiques de la charge en ce qui a trait au moment de la demande de pointe imposée au réseau, généralement pendant les journées froides de janvier, ainsi que des caractéristiques du réseau de production en place. Ontario Hydro estime à environ 1 000 MW, d'ici à l'an 2000, le potentiel utile de déplacement de la charge de son réseau.

Au-delà de ce chiffre, le déplacement de la charge offre peu d'avantages, puisqu'il ne permet pas de réduire les exigences en matière de capacité. S'il en est ainsi, c'est parce que la courbe quotidienne de l'évolution de la charge pendant les mois d'hiver est déjà très stable, avec un facteur de charge de 88 %.

Même s'il est raisonnable de fixer à 1 000 MW le déplacement de la charge d'ici à l'an 2000, selon la courbe prévisionnelle médiane, ce niveau change en fonction des conditions d'accroissement de la charge, comme l'indique la Figure 7–12.

Tarifs différentiels

Depuis janvier 1989, Ontario Hydro offre, de façon facultative, des tarifs différentiels à sa clientèle importante dans le secteur industriel et dans les services publics municipaux, de même qu'à certaines sociétés municipales de

Pour répondre aux besoins des activités agricoles à forte prépondérance énergétique, Ontario Hydro met au point des programmes personnalisés.

services publics. En 1990, plus de 250 clients importants et 160 sociétés municipales de distribution, qui représentent plus de 80 % de la charge totale d'Ontario Hydro et 95 % des ventes d'électricité aux sociétés municipales de services publics, bénéficieront des tarifs différentiels.

Les tarifs différentiels visent essentiellement à mieux tenir compte des coûts. Ces tarifs s'expliquent par un souci de justice à l'endroit de l'ensemble des clients et par la volonté d'encourager les économies de ressources.

Les tarifs différentiels encouragent les clients à

- déplacer leur consommation en dehors des heures de pointe;
- réduire leur consommation aux heures de pointe; et
- prévoir une nouvelle consommation en dehors des heures de pointe (remplissage des heures creuses).

Le déplacement de la charge devrait être la principale conséquence des tarifs différentiels. Par exemple, dans le secteur industriel, la clientèle peut profiter de ces tarifs en rechargeant pendant la nuit le matériel fonctionnant sur piles.

Selon la Figure 7–13, le déplacement de la charge prévu d'ici à l'an 2000 pourrait dépasser la quantité d'électricité que le réseau pourrait utiliser de façon économique, si l'on offrait des tarifs différentiels aux consommateurs de toutes les catégories. Cette figure a été établie d'après des expériences réalisées au cours des dernières années. Elle suppose qu'Ontario Hydro n'offrira pas à sa clientèle d'autres encouragements financiers que les tarifs différentiels. Il se peut qu'en raison des économies réalisées grâce à ces tarifs et aux relevés de compteurs afférents, il ne soit pas justifié de les offrir aux clients dont la consommation est moindre.

Outre les tarifs différentiels, Ontario Hydro offre un programme de stockage de la capacité de climatisation destiné à encourager la clientèle du secteur commercial, par des mesures d'incitation, à installer du matériel qui utilise

Plan de gestion de la demande – réduction de la demande de pointe (MW)

		Prévisions de la charge		
		Courbe inférieure	Courbe médiane	Courbe supérieure
1994 :	Amélioration de l'efficacité électrique	482	633	743
	Déplacement de la charge	400	560	620
	Charge interruptible à capacité*	558	632	698
		1 440	1 825	2 059
2000 :	Amélioration de l'efficacité électrique	1 600	2 000	2 500
	Déplacement de la charge	800	1 000	1 200
	Charge interruptible à capacité*	599	702	798
		2 999	3 702	4 498
2014 :	Amélioration de l'efficacité électrique	2 475	3 400	4 250
	Déplacement de la charge	1 080	1 280	1 480
	Charge interruptible à capacité*	771	890	976
		4 326	5 570	6 706

** En 1990, la charge interruptible à capacité s'élevait à 763 MW. D'ici à 2014, on prévoit une réduction nette de 4 807 MW selon la courbe médiane.*

Plan de gestion de la demande – répartition sectorielle (courbe prévisionnelle médiane)

		Secteurs					
		résidentiel		commercial		industriel	
		MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh
1994 :	Amélioration de l'efficacité électrique	192	0,8	317	1,9	148	0,8
	Déplacement de la charge	0	0	210	0	350	0
	Charge interruptible à capacité	0	0	0	0	632	0
2000 :	Amélioration de l'efficacité électrique*	500	1,8	1 140	6,6	360	1,8
	Déplacement de la charge	80	0	360	0	560	0
	Charge interruptible à capacité	0	0	0	0	798	0
2014 :	Amélioration de l'efficacité électrique*	985	3,5	1 725	10,0	690	3,5
	Déplacement de la charge	110	0	460	0	710	0
	Charge interruptible à capacité	0	0	0	0	967	0

** Dont les AEÉ non connus, répartis à raison de 55 % pour le secteur résidentiel et 45 % pour le secteur industriel.*

de la glace ou de l'eau froide produite en dehors des heures de pointe pour climatiser les grands immeubles de bureaux le jour.

Contrôle direct de la charge

Le contrôle direct de la consommation particulière de la clientèle représente une solution de rechange qui permet d'influencer les décisions des consommateurs par les prix. Les chauffe-eau et le chauffage des locaux représentent des domaines de prédilection pour le contrôle direct de la consommation. Pour exercer ce contrôle, il faudrait prévoir des appareils spéciaux, par exemple des chauffe-eau à plus grande capacité ou des chaudières à accumulation spéciales. Dans certaines applications, le contrôle direct de la charge pourrait constituer un moyen plus économique que les tarifs différentiels pour permettre à la clientèle d'économiser et à Ontario Hydro de déplacer la consommation.

Ensemble, les tarifs différentiels de l'efficacité électrique, les mesures d'incitation comme les programmes de stockage thermique et le contrôle direct de la charge devraient permettre de déplacer en dehors des heures de pointe la charge que le réseau pourra utiliser.

Perspectives offertes par la charge interruptible à capacité (CIC)

Ontario Hydro offre des contrats d'alimentation interruptible à capacité aux clients qui sont disposés à troquer la fiabilité contre des notes d'électricité moins élevées. Dans le cadre de ce type de contrat, le client accepte d'abaisser sa consommation au niveau stipulé, à la demande d'Ontario Hydro. Ces demandes interviennent au moment où l'offre est limitée (écrêtage) ; les conditions du contrat en limitent la fréquence et la durée. Ces clients ont droit, sur leurs tarifs d'électricité, à un rabais calculé selon l'importance de la charge interruptible prévue au contrat.

La valeur totale des contrats de consommation interruptible à capacité est de l'ordre de 1 000 MW à l'heure actuelle. Dans sa planification, Ontario Hydro tient cependant compte du fait que tous les clients ainsi visés

Les mesures d'incitation permettent de triompher des obstacles financiers sur la voie de l'amélioration de l'efficacité électrique.

consommeraient de l'électricité au niveau maximum prévu par leur contrat dans les cas où elle pourrait leur demander de réduire leur consommation. Une fois cette considération prise en compte, Ontario Hydro estime qu'elle pourra réaliser une réduction fiable de la charge de 600 MW en cas d'insuffisance de l'offre.

Selon la courbe médiane, la quantité prévue de charge interruptible à capacité s'inscrit à 702 MW (après avoir tenu compte de la diversité) d'ici à l'an 2000; elle s'élève à 599 MW selon la courbe inférieure, et à 798 MW selon la courbe supérieure.

Au cours des dernières années, le nombre de contrats annulés par les clients qui croient que la fiabilité de l'offre peut diminuer en raison d'une hausse correspondante de la fréquence de l'interruption a augmenté. Parallèlement, d'autres clients ont accru la quantité de leur charge contractuelle interruptible.

Dans l'ensemble, Ontario Hydro prévoit que la quantité de la charge contractuelle interruptible continuera de s'accroître au même rythme que la charge du secteur industriel. Si la fiabilité du réseau baisse considérablement, on peut s'attendre à ce que la quantité de la charge contractuelle interruptible progresse plus lentement, ou même diminue. En prévoyant que la CIC s'accroîtra au même rythme que la charge du secteur industriel, Ontario Hydro suppose que la fiabilité du réseau ne changera pas substantiellement ou que les taux de charge interruptible seront rajustés afin de continuer d'offrir aux clients les mêmes avantages.

Plan pour le secteur résidentiel

Plan (1990–1994) :	EEA		143 millions $		
	Incitations		184 millions $		
Efficacité électrique	1990	1991	1992	1993	1994
Vérifications	•	•	•	•	•
Services consultatifs en rénovation	•	•	•	•	•
Modernisation et remplacement par des appareils à rendement élevé	•	•	•	•	•
Isolation des chauffe–eau	•	•	•	•	•
Maisons construites selon la norme R2000	•	•	•	•	•
Normes d'habitation ÉÉ	•	•	•	•	•
Électroménagers économes	•	•	•	•	•
Ventilation à récupération de chaleur	•	•	•	•	•
Éclairage et chauffage des bâtiments de ferme	•	•	•	•	•
Gestion énergétique des bâtiments de ferme	•	•	•	•	•
Lampes Sentinel à rendement élevé	•	•	•	•	•
Éclairage économe	•	•	•	•	•
Services de consultation pour la conversion des habitations à occupation saisonnière en habitations à occupation permanente	•	•	•	•	•

Déplacement de la charge	
Tarifs différentiels	Les services publics municipaux peuvent offrir ces tarifs si les relevés de compteurs et la facturation le justifient.
Contrôle direct de la charge	**Cette mesure peut être appliquée pour faire l'appoint des tarifs différentiels offerts aux clients des secteurs industriel et commercial, dans les cas où ces tarifs n'assurent pas un déplacement suffisant de la charge.**

Il est nécessaire d'apporter des rajustements à cette progression, puisque certains clients qui ont conclu des contrats d'alimentation interruptible à capacité pourront profiter des tarifs différentiels pour déplacer leur consommation et réduire leurs notes d'électricité. Ou encore, d'autres clients se doteront d'une capacité de production mixte, ce qui produira un effet analogue sur la croissance de la charge interruptible.

Il n'empêche que les tarifs pour l'alimentation électrique interruptible devraient continuer de jouer un rôle prépondérant en permettant de reporter la nécessité d'implanter de nouvelles solutions importantes pour l'accroissement de l'offre et d'assurer la fiabilité de l'alimentation aux charges garanties.

LE PLAN DE GESTION DE LA DEMANDE

Niveaux de prévision

Globalement, le Plan prévoit, d'ici à l'an 2000, une réduction de la demande de pointe de plus de 3 000 MW, grâce aux contrats d'alimentation interruptible à capacité et à l'adoption de programmes d'amélioration de l'efficacité électrique et de déplacement de la charge. La Figure 7–14 fait état des niveaux prévus de réduction de la demande de pointe.

La Figure 7–15 présente, pour l'intervalle de prévision, les niveaux de réduction de la demande de pointe pour certaines années; la Figure 7–16 établit une répartition des niveaux de réduction de la puissance de pointe et de l'énergie par secteur selon la courbe prévisionnelle médiane.

Comparaison avec les objectifs aux États-Unis

En juin 1989, Ontario Hydro a commandé à des experts-conseils une étude spécialisée sur les objectifs de gestion de la demande. Cette étude* consistait en une comparaison des objectifs de gestion de la demande des grandes sociétés nord-américaines de services publics. Elle avait pour but d'établir jusqu'à quel point les objectifs d'Ontario Hydro sont réalistes et ambitieux.

Cette étude a porté sur plus de 50 grandes sociétés nord-américaines de services publics (dont 51 aux États-Unis et trois au Canada). Moins de 30 de ces sociétés s'étaient dotées de programmes sérieux de gestion de la demande et d'objectifs précis à cet égard. Selon les résultats, les objectifs d'Ontario Hydro sont parmi les premiers en chiffres absolus (MW). En chiffres relatifs, les objectifs pour 1995 s'inscrivent dans la moyenne des sociétés de services publics qui poursuivent des objectifs sérieux. Pour l'an 2000, les objectifs d'Ontario Hydro talonnent ceux de Duke Power, qui s'inscrit au premier rang.

Voici les grandes conclusions de cette étude :

- Les objectifs d'Ontario Hydro sont ambitieux en chiffres relatifs et absolus, surtout pour l'an 2000.
- Les économies de gestion de la demande sont étalées sur une durée comprimée.
- Les programmes proposés par Ontario Hydro assurent un bon équilibre entre les trois secteurs et tiennent compte de la diversité des objectifs ultimes de la consommation.

* «Independent Consultant Review of Ontario Hydro Expectations and Targets for Demand Management Activities, Third Report», R.G. Hogler, Dailly, Inc., 14 août 1989)

• Pour atteindre ces objectifs généraux, Ontario Hydro doit déployer en même temps un nombre assez important de programmes, qui doivent tous atteindre leurs objectifs pour permettre de réaliser l'ensemble des objectifs du réseau.

Stratégie d'exécution de la gestion de la demande

En 1989, Ontario Hydro a lancé la deuxième phase de sa stratégie de gestion de l'énergie, en adoptant des mesures d'incitation favorisant le déplacement de la charge et un large éventail de programmes d'efficacité électrique (consulter la Figure 7–2). Au cours des prochaines années, Ontario Hydro compte élargir cet éventail, afin de mettre au point un portefeuille complet de programmes destinés à accroître l'importance du service pour le consommateur et à diminuer le rythme d'accroissement de la demande d'électricité. Ontario Hydro compte investir environ un milliard de dollars, au cours de ces cinq années, dans l'élaboration et l'administration des programmes, ainsi que dans les travaux de recherche et de développement qui s'avéreront nécessaires pour appuyer les mesures du Plan jusqu'en l'an 2000.

Des stratégies ont été définies pour chacun des trois grands secteurs du marché, soit les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Au sein de chaque secteur, des programmes sont mis au point afin de répondre aux besoins particuliers des clients; ces programmes reposent sur un certain nombre de stratégies.

Stratégies générales des programmes

• Collaborer avec les services publics municipaux et l'AMÉ pour mettre au point et réaliser un solide portefeuille de programmes de gestion de la demande;

• S'inspirer des vérifications personnalisées et des études de marché et de la gestion de la demande pour définir les perspectives d'amélioration de l'efficacité électrique et les obstacles du marché, de même que pour cerner les cas où des mesures d'incitation sont nécessaires afin de saisir ces occasions;

Plan pour le secteur commercial

Plan (1990–1994):	EEA Incitations		118 millions $ 99 millions $		
Efficacité électrique	1990	1991	1992	1993	1994
Fluorescent 34 W	•	•			
Fluorescent compact	•	•	•	•	•
Reconception de l'éclairage	•	•	•	•	•
Éclairage public – pilote	•				
Éclairage public 4	•	•	•	•	•
Ballasts ÉÉ		•	•	•	•
Luminaires ÉÉ			•	•	•
Éclairage T–8			•	•	•
Ballasts électroniques					•
Contrôle de l'éclairage diurne					•
Pompes à chaleur	•	•	•	•	•
Conception écoénergique	•	•	•	•	•
Détecteurs d'occupation	•	•	•	•	•
Pose de coupe–bise/équilibrage		•	•	•	•
Pompes à chaleur à source souterraine		•	•	•	•
Production mixte		•	•	•	•
Compteurs divisionnaires			•	•	•
Automatisation dans les immeubles			•	•	•
Enveloppe thermique			•	•	•
Vérifications	•	•	•	•	•
Sociétés de services énergétiques	•	•	•	•	•
Compteurs individuels	•	•	•	•	•
Conception architecturale					•
Pommes de douche	•	•	•	•	•
Moteurs	•	•	•	•	•
Réfrigération		•	•	•	•
Procédé cuisson/refroidissement				•	•
Appareils ménagers	•	•	•	•	•

Plan pour le secteur commercial (suite)

Déplacement de la charge	1990	1991	1992	1993	1994
Stockage de la capacité de climatisation	•	•	•	•	•
Stockage de la capacité de chauffage			•	•	•
Chauffe-eau 60 gal. à titre d'essai	•				

Contrôle direct de la charge	Cette mesure pourra être adoptée pour le chauffage de l'eau dans les bureaux en 1991; elle sera adoptée dans les cas où les tarifs différentiels n'assurent pas un déplacement suffisant de la charge.
Tarifs différentiels	Ces tarifs devraient être mis en œuvre de façon progressive pour les clients importants du secteur commercial.

Plan pour le secteur industriel

Plan (1990–1994)	EEA Incitations		147 millions $ 34 millions $		
Efficacité électrique	1990	1991	1992	1993	1994
Moteurs à rendement élevé	•	•	•	•	•
Éclairage ÉÉ	•	•	•	•	•
Contrôle de l'énergie	•	•	•	•	•
Remises personnalisées	•	•	•	•	•
Déplacement de la charge					
Recharge en période creuse	•	•	•	•	•
Régulateurs de la charge	•	•	•	•	•
Fabrication des pâtes à papier en période creuse		•	•	•	•
Électrolyse en période creuse		•	•	•	•
Charge interruptible	•	•	•	•	•

• Généraliser les contacts avec la clientèle afin d'accroître le rayonnement des efforts de gestion énergétique;

• Accorder une priorité absolue au développement et à la mise à l'essai accélérés de produits électriques économes, pour s'assurer que ces produits peuvent être utilisés dans le cadre des programmes;

• Amener les clients à mieux comprendre et adopter des produits et des modes de vie économes d'énergie;

• Concevoir des programmes assez souples pour permettre de s'adapter aux variations de l'accroissement de la charge et à l'évolution du marché;

• Mettre au point et réaliser un vaste portefeuille de programmes, pour permettre aux clients de choisir ceux qui correspondent le mieux à leurs besoins personnels;

• Intégrer des programmes à l'ensemble actuel de services offerts à la clientèle par Ontario Hydro et les services publics municipaux (p. ex., renseignements sur l'énergie, conseils, services aux clients importants, structures tarifaires adaptées aux coûts, réforme de la conception des tarifs et information utile sur la facturation);

• Chercher des occasions permettant au secteur privé (experts-conseils en énergie, architectes et entrepreneurs) d'aider Ontario Hydro et les services publics municipaux dans l'exécution des programmes;

• Utiliser des programmes-pilotes afin de limiter les risques des méthodes qui n'ont pas été éprouvées; et

• Prévoir des mesures d'incitation afin de réduire les obstacles financiers qui se dressent contre les améliorations de l'efficacité électrique.

Stratégies des programmes dans le secteur résidentiel et agricole

• Mettre au point des programmes spécialisés afin de répondre aux besoins particuliers des activités agricoles à prépondérance énergétique;

• Collaborer avec les organismes du gouvernement et de normalisation pour accroître les normes d'efficacité électrique

des électroménagers et d'efficacité énergétique des codes du bâtiment;
• Veiller au rayonnement des programmes destinés à la clientèle du secteur résidentiel, afin de mieux sensibiliser le public sur la nécessité et les perspectives d'amélioration de l'efficacité électrique, et
• Mettre au point des programmes portant sur de nombreux objectifs de consommation ultimes et compartiments de clientèle.

Stratégies des programmes dans le secteur commercial

• Accroître l'efficacité électrique dans tous les compartiments du marché;
• Cibler les programmes pour les adapter aux clients importants des régions les plus vastes (régions centrale, est et ouest) ainsi qu'aux grandes sociétés de services publics;
• Réaliser l'impact maximum en augmentant le personnel affecté aux relations actives et réactives avec la clientèle;
• Accréditer des sociétés de services publics, des distributeurs et des entrepreneurs en ce qui a trait à certaines mesures d'incitation, afin d'accroître l'importance des ressources régionales d'Ontario Hydro; et
• Grâce à la formation, à la recherche et au service, raffermir les réseaux de communication et étendre les relations avec les collaborateurs.

Stratégies des programmes dans le secteur industriel

• Recourir à une stratégie mixte pour attirer les clients les plus susceptibles d'adopter des mesures d'économie d'électricité. Viser des résultats immédiats auprès des clients de taille moyenne et inférieure. Viser, à long terme, d'importantes réductions en MW auprès de certains clients importants;
• Adapter des programmes aux besoins particuliers des clients importants; recourir à des programmes généraux pour les entreprises moins importantes;
• Triompher des obstacles grâce à l'utilisation massive des vérifications et des études d'avant-projet subventionnées, afin d'aider les clients

Plan de gestion de la demande – autres initiatives prévues

Plan (1990–1994) :	**EEA**	**150 millions $**
• Recherche et développement à long terme sur les produits		
• **Évaluation à long terme des méthodes des programmes**		
• Enrichissement des modèles et des bases de données pour la prévision de la consommation ultime		
• **Étoffement des modèles et des méthodes d'analyse**		
• Élaboration de systèmes administratifs		
• **Promotion de normes plus rigoureuses pour les bâtiments et le matériel électrique**		
• Amélioration des relations avec les collaborateurs et les grands organismes–clients		
• **Planification concertée de l'offre et de la demande**		

Plan de gestion de la demande

Amélioration de l'efficacité électrique — **Prévision de la charge**

	Courbe inférieure		Courbe médiane		Courbe supérieure	
Clôture de l'année	**MW**	**TWh**	**MW**	**TWh**	**MW**	**TWh**
2000	1 600	8,0	2 000	10,0	2 500	12,5
2014	**2 475**	**12,4**	**3 400**	**17,0**	**4 250**	**21,2**

Déplacement de la charge

	Courbe inférieure		Courbe médiane		Courbe supérieure	
Clôture de l'année	**MW**	**TWh**	**MW**	**TWh**	**MW**	**TWh**
2000	800	0	1 000	0	1 200	0
2014	**1 080**	**0**	**1 280**	**0**	**1 480**	**0**

Charge interruptible à capacité

	Courbe inférieure		Courbe médiane		Courbe supérieure	
Clôture de l'année	**MW**	**TWh**	**MW**	**TWh**	**MW**	**TWh**
1988			763 (chiffre réel)			
2000	**599**	**0**	**702**	**0**	**798**	**0**
2014	771	0	890	0	976	0

à évaluer les perspectives de déplacement de la charge et d'efficacité électrique;

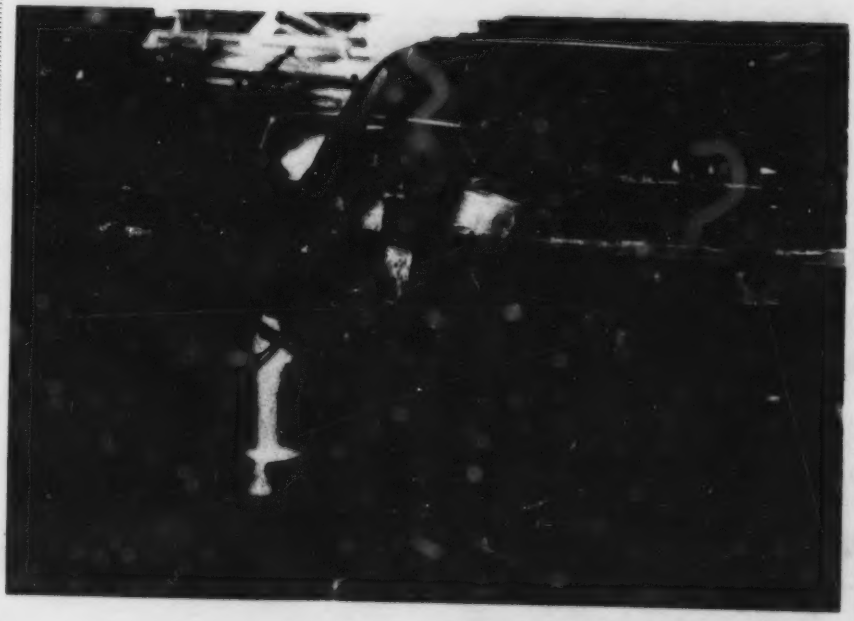
- Utiliser modérément les mesures d'incitation dans le cadre des programmes; les adapter dans le cas des clients importants et les normaliser dans le cas des autres clients;
- Encourager la clientèle à tirer le meilleur parti des tarifs différentiels grâce à une information massive et à un appui technique important;
- Soutenir les efforts des collaborateurs dans la commercialisation de produits et de procédés économes, par le biais de démonstrations et d'études de cas; recourir massivement aux documents d'information à l'intention des collaborateurs et des services publics;
- Réaliser des campagnes de promotion directe, par l'entremise du personnel des régions, auprès des clients importants au sujet de l'efficacité électrique et du déplacement de la charge; aider les collaborateurs à influencer la clientèle des entreprises moins importantes; et
- Collaborer avec les associations professionnelles et techniques dans la formation et l'information sur les améliorations de l'efficacité électrique.

Plan d'action pour la gestion de la demande

Au cours des cinq prochaines années et ultérieurement, Ontario Hydro vise à ralentir le plus possible l'accroissement de la charge de façon économique, grâce aux améliorations de l'efficacité électrique, aux déplacements de la charge et aux contrats d'alimentation interruptible à capacité. Les niveaux prévus dans le plan ne constituent pas des plafonds; s'il est possible de les dépasser, Ontario Hydro entend le faire.

Les mesures prévues dans le cadre des programmes pour 1990–1994 sont énumérées dans les tableaux 7–17 à 7–20. Même si, selon ces tableaux, de nombreux programmes devraient débuter en 1990 et se poursuivre jusqu'en 1994, l'intensité de l'exécution des programmes progressera rapidement au cours de cette durée. Les sommes versées dans le cadre des mesures d'incitation devraient passer

Dans les municipalités, l'aménagement d'appareils d'éclairage à rendement élevé représente un aspect important de la gestion de la demande.



Le secteur industriel intervient pour environ 35 % dans la consommation d'électricité de la province.

de 28 millions de dollars en 1990 à 124 millions de dollars en 1994.

CONCLUSION

Le Plan de gestion de la demande prévoit des mesures d'incitation visant à réduire la charge grâce à des améliorations de l'efficacité électrique, au déplacement de la charge grâce aux tarifs différentiels et au contrôle direct de la charge, de même que des mesures d'écrêtage, grâce aux contrats d'alimentation interruptible à capacité. Les niveaux prévus jusqu'aux années 2000 et 2014 sont présentés à la Figure 7-21. La Figure 7-22 fait état des données annuelles. Selon la courbe prévisionnelle médiane, les programmes de gestion de la demande devraient représenter, au total, des économies de 3 702 MW d'ici à l'an 2000 et de 5 570 MW d'ici à 2014.

Ces résultats seront réalisés grâce à des programmes destinés à permettre à la clientèle de prendre des décisions éclairées sur la consommation d'électricité et à offrir des mesures d'incitation, dans les cas nécessaires, pour triompher des obstacles. La réussite du Plan dépendra du soutien actif des services publics municipaux, des collaborateurs du secteur de l'électricité et de la clientèle.

Le Plan de gestion de la demande d'Ontario Hydro est à la fois réaliste et riche de défis. ▲

Plan de gestion de la demande

	Charge inférieure				
Année	AEÉ (MW)	AEÉ (GWh)	DC (MW)	CIC (MW)	Total (MW)
1989	14	70	78	709	801
1990	36	180	161	599	796
1991	62	310	246	583	891
1992	101	505	387	566	1 054
1993	146	730	519	554	1 219
1994	251	1 255	576	558	1 385
1995	400	2 000	620	561	1 581
1996	640	3 199	663	566	1 869
1997	880	4 399	707	573	2 160
1998	1 120	5 598	749	580	2 449
1999	1 360	6 798	790	587	2 737
2000	1 600	7 997	800	599	2 999
2001	1 663	8 312	820	607	3 090
2002	1 725	8 622	840	616	3 181
2003	1 788	8 937	860	625	3 273
2004	1 850	9 246	880	633	3 363
2005	1 913	9 561	900	643	3 456
2006	1 974	9 872	920	655	3 549
2007	2 038	10 186	940	668	3 646
2008	2 100	10 496	960	682	3 742
2009	2 163	10 811	980	697	3 840
2010	2 225	11 121	1 000	713	3 938
2011	2 288	11 436	1 020	727	4 035
2012	2 350	11 746	1 041	742	4 133
2013	2 412	12 055	1 060	756	4 228
2014	2 475	12 372	1 080	771	4 326

*Les prévisions sur les améliorations de l'efficacité électrique et le déplacement de la charge pour 1989-2000 reposent sur la prévision de la charge du 12 décembre 1988

Plan de gestion de la demande (suite)

Charge médiane					Charge supérieure				
EEI (MW)	EEI (GWh)	LS (MW)	CIL (MW)	Total (MW)	EEI (MW)	EEI (GWh)	LS (MW)	CIL (MW)	Total (MW)
14	70	81	735	830	14	70	84	758	856
45	224	171	632	848	58	280	180	658	894
78	390	266	625	969	98	490	282	660	1 040
126	630	423	621	1 170	158	790	455	660	1 273
183	914	582	623	1 388	229	1 145	735	672	1 636
314	1 569	656	632	1 602	393	1 964	728	696	1 817
500	2 499	717	641	1 858	625	3 124	795	705	2 125
800	3 999	776	652	2 228	1 000	4 996	870	724	2 594
1 100	5 498	836	664	2 600	1 375	6 872	946	744	3 065
1 400	6 998	893	676	2 969	1 749	8 747	1 017	765	3 531
1 700	8 497	946	688	3 334	2 125	10 621	1 100	782	4 007
2 000	9 997	1 000	702	3 702	2 500	12 495	1 200	798	4 498
2 100	10 496	1 020	712	3 832	2 624	13 120	1 220	811	4 655
2 200	10 996	1 040	724	3 964	2 750	13 745	1 240	826	4 816
2 300	11 496	1 060	737	4 097	2 875	14 370	1 260	841	4 976
2 400	11 996	1 080	749	4 229	3 000	14 995	1 280	857	5 137
2 500	12 495	1 100	762	4 362	3 125	15 620	1 300	871	5 296
2 800	12 995	1 120	775	4 495	3 250	16 244	1 320	884	5 454
2 700	13 495	1 140	788	4 628	3 375	16 869	1 340	896	5 611
2 800	13 995	1 160	802	4 762	3 500	17 494	1 360	907	5 767
2 899	14 495	1 180	816	4 895	3 625	18 118	1 380	917	5 922
3 000	14 995	1 200	830	5 030	3 750	18 743	1 400	928	6 078
3 101	15 494	1 221	844	5 166	3 875	19 368	1 420	940	6 235
3 200	15 994	1 240	859	5 299	4 000	19 993	1 440	951	6 391
3 298	16 487	1 260	874	5 432	4 123	20 608	1 460	963	6 546
3 400	16 995	1 280	890	5 570	4 250	21 244	1 480	976	6 706

Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11
Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement

Chapitre 12
Plan des ressources hydrauliques

Chapitre 13
Besoin de sources majeures d'approvisionnement

Chapitre 14
Sources majeures d'approvisionnement

Chapitre 15
Principaux plans d'approvisionnement

Chapitre 16
Calcul des coûts épargnés

Chapitre 17
Plans de l'offre et de la demande

Chapitre 18
Plans d'action

8 PLAN DE PRODUCTION PRIVÉE D'ÉLECTRICITÉ

En Ontario, la production privée d'électricité est assurée par des producteurs distincts d'Ontario Hydro. Cette dernière attribue une priorité absolue à la production privée d'électricité, qui constitue un élément essentiel de ses plans intégrés.

Ontario Hydro tient compte, dès les premiers stades du processus de la planification, des apports de la production privée d'électricité.

Le présent chapitre examine les perspectives de la production privée d'électricité en Ontario, ainsi que les facteurs liés à ces perspectives. Ce chapitre présente le plan de production privée d'électricité (PPÉ) d'Ontario Hydro. Le plan de PPÉ expose les apports prévus des producteurs privés pour la durée du plan, soit 25 ans, en tenant compte des achats auprès du secteur privé et de la substitution de la charge par la production privée.

En Ontario, la PPÉ assure un complément d'électricité grâce au recours à l'énergie hydraulique renouvelable, à l'utilisation de combustibles résiduaires et à la production mixte économe d'énergie. En raison de leur taille relativement modeste, on peut réaliser de nombreux projets de PPÉ dans un court délai et les adapter à la conjoncture locale. En outre, les producteurs du secteur privé assument une partie des risques de mise en valeur et de financement liés aux projets de production d'électricité.

Activités actuelles d'Ontario Hydro

Ontario Hydro s'est dotée d'une direction Production privée chargée de promouvoir la production privée rentable d'électricité en Ontario. Même si ce type d'activité n'est pas nouveau dans la province, Ontario Hydro a pour principe de lui accorder beaucoup plus d'importance que par le passé, notamment dans les cas où cette activité est réalisée à partir de ressources renouvelables ou de matériaux résiduaires, ou encore dans les cas où son rendement est élevé. Dans le cadre de ses activités de promotion, Ontario Hydro tient un atelier annuel avec les producteurs privés, offre une aide technique et financière aux promoteurs admissibles et participe à plusieurs comités afin d'encourager le secteur de la PPÉ.

Ontario Hydro achète de l'électricité à des tarifs forfaitaires et différentiels, selon des conditions contractuelles normalisées, auprès de producteurs privés dont la capacité de production ne dépasse pas 5 MW. Des conditions particulières peuvent être négociées à la demande du producteur, afin de répondre aux besoins particuliers de chaque projet.

Ontario Hydro achète de l'électricité à des tarifs pouvant atteindre les coûts épargnés, auprès des producteurs privés dont la capacité de production dépasse 5 MW. Pour rationaliser et normaliser la marche à suivre dans le cadre de ces projets, Ontario Hydro a défini un processus de sollicitation structuré, ainsi que nous le verrons plus loin dans le présent chapitre.

TABLEAU ACTUEL DE LA PRODUCTION PRIVÉE

En janvier 1989, la capacité estimative de la production privée d'électricité en service en Ontario s'élevait à 1 288 MW. Sur ce total, 26 MW appartiennent à la catégorie des achats de production privée d'électricité. Le reste

Principes en matière de PPÉ

En Ontario, la production privée d'électricité (PPÉ) est assurée par des producteurs distincts d'Ontario Hydro. Il s'agit notamment des services privés et municipaux, ainsi que des producteurs privés. L'électricité qu'ils produisent peut être achetée par Ontario Hydro pour ensuite être redistribuée parmi la clientèle, ou encore être utilisée pour répondre à leurs besoins en électricité.

La production privée d'électricité vendue à Ontario Hydro porte le nom de «production achetée» ou d'«achat d'électricité». Les producteurs concernés sont reliés au réseau provincial de transport et de distribution de l'électricité. Tout comme les achats effectués auprès d'autres services publics, la production achetée est considérée comme une solution d'accroissement de l'offre.

Par ailleurs, la production privée qui permet de répondre aux besoins du producteur ou qui est achetée directement par un client distinct d'Ontario Hydro est désignée par l'appellation «substitution de la charge par la production privée». Cette appellation s'explique par le fait que l'électricité ainsi produite remplace celle qu'Ontario Hydro aurait normalement dû assurer.

En évaluant l'apport de la production privée d'électricité pour répondre aux besoins de la province, il est utile de faire une distinction entre l'énergie primaire et le processus de conversion énergétique. Comme l'indique la Figure 8-1, la production privée d'électricité fait appel à trois sources d'énergie primaire différentes, soit les chutes d'eau, les combustibles fossiles traditionnels, principalement le gaz naturel, et les combustibles résiduaires, essentiellement les déchets de bois, le gaz des décharges (GD) et les déchets urbains solides (DUS).

Les projets de PPÉ sont également classés selon les trois procédés de production utilisés couramment, à savoir la production hydraulique, mixte et thermique.

La production mixte est un procédé selon lequel on produit en même temps de l'électricité et de la chaleur pour d'autres applications énergétiques. La production mixte permet de rentabiliser au maximum le combustible, ce qui aide le producteur à en tirer le meilleur parti et à améliorer la situation des entreprises ontariennes vis-à-vis de la concurrence. La production mixte fait appel à des combustibles fossiles, comme le gaz naturel ou le charbon, ou à des combustibles résiduaires, par exemple les déchets de bois et la lessive résiduaire de cuisson.

PPÉ Énergie primaire et procédés de conversion

	Énergie primaire		
Procédés de conversion	Chutes d'eau	Gaz naturel	Déchets
Production hydraulique	•	–	–
Production mixte	–	•	•
Production thermique	–	•	•

se classe dans la catégorie de la substitution de la charge par la production privée, dont la plus grande partie est en service depuis de nombreuses années. Le lecteur trouvera à la fin de ce chapitre, dans les Figures 8-11 et 8-12, la liste des producteurs privés d'électricité ainsi que la puissance de leurs installations, dans le cadre de ces deux catégories.

La Figure 8-2 fait état de l'apport des différentes énergies primaires et des divers processus de conversion de la PPÉ pour l'offre d'électricité dans la province.

Comme pour les grandes installations de production d'électricité, les projets de PPÉ doivent être mis au rancart, à la fin de leur durée utile. Selon les estimations, des installations de PPÉ représentant quelque 200 MW seront mises hors service d'ici à l'an 2000.

Achat auprès du secteur privé

En janvier 1989, 24 installations d'achat auprès du secteur privé étaient en service, pour une capacité totale de 25,6 MW. Deux de ces installations représentaient 43 % de la puissance installée; les 22 autres composaient le reste, soit 57 %.

Les Figures 8-3 et 8-4 présentent respectivement la progression annuelle de la capacité de production d'achat d'électricité en mégawatts (MW) et d'énergie en térawattheures (TWh). En 1987, les producteurs d'électricité achetée ont fourni à Ontario Hydro 0,075 TWh d'électricité. Ce chiffre a progressé de 25 % pour s'établir à 0,094 TWh en 1988.

Même si, à l'heure actuelle, les niveaux d'achat d'électricité sont relativement faibles, certains projets nouveaux se situent à différents stades de mise en oeuvre et de négociation.

Substitution de la charge par la production privée

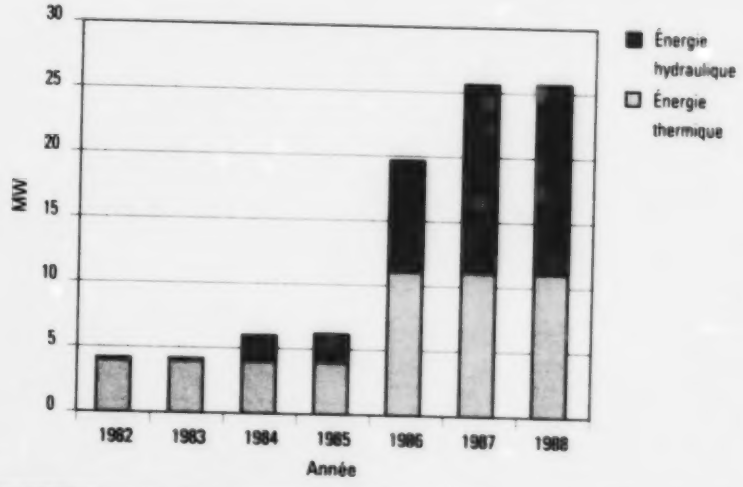
En janvier 1989, la production privée d'électricité de l'Ontario appartenait essentiellement à cette catégorie. À l'heure actuelle, plus de 60 installations sont en service, ce qui représente une capacité totale installée de l'ordre de 1 262 MW.

PPE Puissance installée (MW) Janvier 1989

Procédés de conversion	Énergie primaire: Chutes d'eau	Gaz naturel	Charbon/diesel	Déchets
Production hydraulique	**702**	—	—	—
Production mixte	–	438	80	54
Production thermique	–	6	4	4
Total	702	444	84	58
% du total global	**55 %**	**34 %**	**6 %**	**5 %**

Total global = 1 288 MW

Figure 8–3 **Capacité de PPÉ achetée en service**



La puissance installée de la PPÉ est partagée également entre la production hydraulique et la production thermique. En 1988, cette catégorie a produit au total environ 5 TWh d'électricité, soit environ 4 % du total de la production d'électricité de la province. Certains producteurs vendent parfois de l'énergie électrique à Ontario Hydro. Ils le font à leur discrétion, dans les cas où leur production dépasse leurs besoins. Ces ventes «à discrétion» d'excédents d'électricité ont représenté 0,07 TWh en 1988. La Figure 8–4 établit une répartition de la tendance générale de la croissance de la PPÉ entre les contrats d'achat et les ventes à discrétion.

FACTEURS INFLUENÇANT LE POTENTIEL DE LA PPÉ

Le développement de la production privée d'électricité témoigne des forces du marché et de leur incidence sur la rentabilité. Tous les facteurs exposés dans la présente section jouent un rôle dans l'évolution de la PPÉ en Ontario.

Taux de rendement sur les investissements

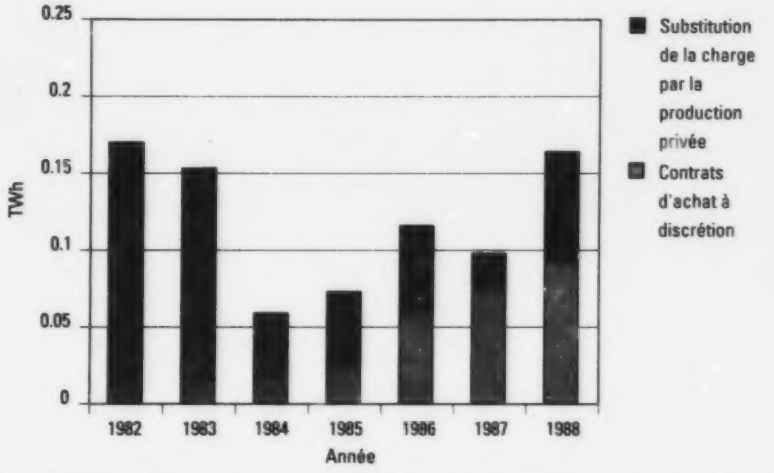
La production privée d'électricité doit être rentable, faute de quoi les investisseurs éventuels s'intéresseront à d'autres secteurs. Par conséquent, la réalisation d'un taux satisfaisant de rendement sur les investissements constitue le facteur le plus décisif qui influence la viabilité d'un projet de production privée d'électricité. Compte tenu des résultats antérieurs, il semble que les promoteurs comptent sur des taux de rendement de l'ordre de 15 % à 20 % avant de réaliser un projet de production privée d'électricité.

Le taux de rendement offert par les projets de production privée d'électricité est étroitement lié à plusieurs autres facteurs, que nous verrons ci-après.

Tarifs d'achat et coûts épargnés

Les tarifs d'achat représentent les prix payés par Ontario Hydro au titre de la puissance

Figure 8–4 **Énergie achetée auprès des producteurs privés d'électricité**



Des producteurs privés peuvent exploiter des ressources comme l'énergie solaire et éolienne.

et de l'énergie électriques achetées auprès des producteurs privés. Le taux de rendement sur les investissements, et, par conséquent, le niveau d'évolution de la PPÉ sont étroitement liés au tarif d'achat offert.

Selon la politique d'Ontario Hydro, le coût d'achat total doit être égal ou inférieur au coût épargné pour le réseau dans son ensemble. Cette politique permet de s'assurer que la clientèle n'a pas à payer plus que si l'électricité et l'énergie achetées étaient produites par Ontario Hydro. Le coût d'achat total comprend le tarif d'achat, majoré de toute aide financière fournie et des autres conditions contractuelles qui donnent lieu à des coûts réels ou éventuels pour Ontario Hydro. Ces conditions comprennent notamment le partage du risque financier lié aux hausses potentielles des prix d'approvisionnement en gaz naturel.

C'est ce coût total qu'il faut évaluer par rapport au coût épargné du réseau. Comme nous l'expliquons au chapitre 6, le coût épargné représente le coût qu'Ontario Hydro devrait engager pour offrir la même quantité d'électricité que celle du producteur privé.

Dans le cas des projets de production privée d'électricité dont la puissance est égale ou inférieure à 5 MW, les tarifs d'achat offerts à l'heure actuelle sont légèrement supérieurs au coût épargné estimatif. Ces tarifs supérieurs visent à encourager le lancement de petits projets de production privée d'électricité.

Les projets de production privée d'électricité dont la puissance est supérieure à 5 MW sont évalués un à un. L'évaluation du coût épargné tient compte de facteurs comme la fiabilité, la moment et le lieu des livraisons, ainsi que des exigences d'approvisionnement prévues et engagées.

Fiscalité favorable

Le développement de la PPÉ dépend également de la fiscalité. Au Canada, le régime fiscal permet à l'heure actuelle l'amortissement accéléré de certaines dépenses d'immobilisations au cours des premières années d'un projet de production privée (amortissement fiscal de la catégorie 34). Ontario Hydro prévoit que la plupart des producteurs privés d'électricité seront admissibles à ce régime fiscal.

Soutien de la clientèle et du gouvernement

Le gouvernement de l'Ontario et nombre des clients d'Ontario Hydro dans les secteurs commercial et industriel sont favorables à la production privée d'électricité, comme en fait foi la politique officielle publiée en juillet 1989 sur la production parallèle (terme qui désigne la production privée d'électricité), qui précise que «le gouvernement s'engage à réduire les obstacles sur la voie du développement d'une production parallèle économique et écologique dans la province, tout en protégeant les intérêts des contribuables de l'Ontario».

Dans cette politique, le gouvernement recommande en outre que le processus de sollicitation d'Ontario Hydro permette de réaliser «un objectif de 1 000 MW de production parallèle d'ici à 1995» et «soit assez souple pour réaliser un supplément de 1 000 MW d'ici à l'an 2000». Pour atteindre les niveaux prévus dans le plan de PPÉ, Ontario Hydro doit compter sur la collaboration soutenue du gouvernement et de la clientèle. Sans cet appui, le secteur de l'électricité serait moins intéressé à investir dans des projets de production privée.

Ontario Hydro s'attend à ce que les producteurs privés aménagent, au cours des 20 prochaines années, des installations hydrauliques d'une puissance totalisant plus de 400 MW.

Dans le plan de PPÉ, nous avons supposé que le contexte de la réglementation ne subira aucune modification susceptible de produire une incidence néfaste sur la possibilité, pour les producteurs privés, d'obtenir les approbations nécessaires dans des délais rapides.

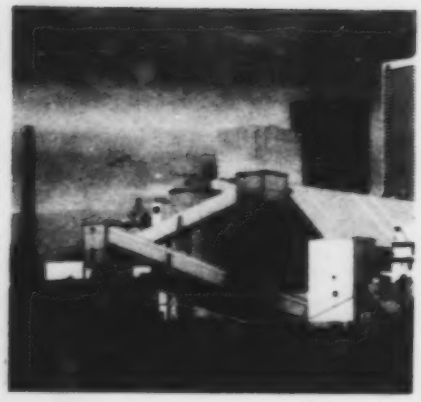
Offre et prix du gaz naturel

La mise en oeuvre de projets de production privée dépend de l'offre et du prix du combustible. Le gaz naturel revêt à cet égard une importance particulière, puisqu'il devrait alimenter, au cours des prochaines années, 70 % du potentiel de PPÉ de la province. En évaluant ce potentiel, nous nous attendons à ce que le gaz naturel continue d'être facilement accessible et à ce que les producteurs privés soient toujours en mesure de se le procurer à un prix satisfaisant.

Le chapitre 15 présente les prévisions d'Ontario Hydro au sujet des prix du gaz. Il ne serait pas rentable, autant pour le secteur privé que pour Ontario Hydro, de se doter d'une capacité de production de base spécialisée à partir du gaz. Cependant, les prix prévus sont rentables en cas de demande de pointe. De même, la production mixte d'une charge de base pourrait s'avérer rentable. Si les prix réels devaient dépasser les prévisions d'Ontario Hydro en ce qui concerne les prix du gaz, la production mixte à partir du gaz serait moins concurrentielle.

PPÉ POTENTIELLE ET RÉALISABLE

La présente section expose les prévisions d'Ontario Hydro en ce qui a trait à la production privée qui devrait être mise en service au cours de la période du plan, soit 25 ans. Ces prévisions s'ouvrent sur un examen du potentiel technique des projets alimentés au gaz naturel, par des chutes d'eau et des combustibles résiduaires et qui pourraient être aménagés par des producteurs privés. En tenant compte des coûts du matériel et des combustibles, des taux d'intérêts, des exigences en matière de rendement des investissements et de l'estimation des tarifs d'achat d'Ontario Hydro, ce potentiel



Les raffineries Redpath ont une capacité de production de 2,5 MW.

technique de PPÉ est converti en une prévision du potentiel rentable, dans la perspective du promoteur de la PPÉ. La capacité de PPÉ qui sera aménagée selon les estimations d'Ontario Hydro est ensuite établie en tenant compte de considérations comme l'offre de capitaux et les choix individuels des procédés de production.

En estimant le potentiel de PPÉ, les projets afférents sont regroupés en fonction de l'énergie primaire qui les alimente. Trois catégories sont ainsi examinées et évaluées distinctement :

- les projets alimentés au gaz naturel;
- les projets alimentés par l'énergie hydraulique; et
- les projets alimentés par des combustibles résiduaires.

Production à partir de gaz naturel

La plupart des installations nouvelles de production privée d'électricité devraient être alimentées au gaz naturel. Il s'agit essentiellement d'installations de production mixte.

La production mixte représente environ 90 % de la capacité de production thermique ou approximativement 50 % de l'ensemble de la capacité de production privée installée à ce jour. Le gaz naturel représente le principal combustible qui alimente ces installations. Les producteurs mixtes sont en situation de force pour produire de l'électricité à un coût concurrentiel, en raison des économies de conversion de combustible qu'ils réalisent.

Le potentiel de production mixte repose sur des estimations de la demande réelle de vapeur dans la province. Pour estimer le potentiel technique de production mixte de l'électricité, on suppose que les chaudières traditionnelles en place sont remplacées par des installations de production mixte. Compte tenu des études publiées, le potentiel technique est estimé à 6 400 MW pour le secteur industriel et à 6 200 MW pour les secteurs institutionnel, commercial et résidentiel regroupés.

Pour transformer ce potentiel technique en une estimation du potentiel économique, on compare les coûts de production privée d'électricité avec les revenus que le projet permet de réaliser. En supposant que le client exigera un taux interne minimum de rendement variant entre 15 % et 20 %, et en tenant compte des estimations du tarif d'achat, du prix du gaz et des frais de matériel, on établit l'estimation du potentiel économique de la production mixte.

Dans le secteur industriel, ce potentiel représente 5 500 MW. Même si le potentiel technique des secteurs commercial et résidentiel est important, seul un faible pourcentage de ce potentiel est économique. Selon les estimations, une tranche approximative de 30 MW de cette production mixte est économique.

Toutes les installations de production de vapeur en place ne seront pas remplacées par des installations de production mixte en même temps. Ces projets seront réalisés selon la conjoncture dominante ou la nécessité de remplacer du matériel. En tenant compte de ces considérations, une tranche d'environ 1 200 MW du potentiel de production mixte pourrait être réalisée d'ici à l'an 2000. Ce chiffre repose sur l'hypothèse voulant que 60 % de la capacité économique de production mixte seront aménagés d'ici à l'an 2000. Pour ces projets, on suppose en outre que les premiers travaux de mise en valeur représenteront 35 % du potentiel total de chaque établissement.

Une tranche de 15 % du reste du potentiel économique devrait être réalisée d'ici à 2014. Cette tranche équivaudra approximativement à 50 MW par an entre les années 2000 et 2014, soit un complément total de 750 MW.

Une partie de la capacité de la production mixte sera utilisée par le producteur dans le cadre de la substitution de la charge par la production privée; une autre sera vendue à Ontario Hydro. Compte tenu des projets définis à l'heure actuelle, ce partage s'effectuera à raison de 60 % pour la substitution de la charge par la production privée et de 40 % pour la production achetée.

Le potentiel technique de la production privée d'électricité seulement à partir du gaz naturel est estimé à 4 000 MW. Dans le cadre du plan actuel de PPÉ, on ne considère pas que cette production apporte un concours important, étant donné que le gaz naturel est un combustible relativement onéreux. Cette affirmation est particulièrement vraie pour la production de la charge de base, puisque les coûts d'alimentation en gaz risquent d'être supérieurs aux coûts épargnés d'Ontario Hydro.

Il n'en demeure pas moins que la production d'électricité à partir du gaz naturel joue un rôle dans le Plan de l'offre et de la demande. En outre, selon l'évaluation d'Ontario Hydro, la production d'électricité à partir du gaz naturel pourrait être rentable pour les activités de pointe et des perspectives pourraient s'ouvrir pour l'installation de centrales de pointe privées alimentées au gaz naturel.

Production à partir d'énergie hydraulique

Au cours des 10 à 20 prochaines années, la plupart des projets hydroélectriques de production privée de l'Ontario devraient être dotés d'une capacité de 10 MW ou moins. Les installations dotées d'une plus forte capacité seront sans doute réalisées par Ontario Hydro, comme l'indique le chapitre 12.

En Ontario, le potentiel hydraulique non aménagé et connu totalise environ 12 400 MW. Cependant, la quantité d'énergie à consacrer

Production hydraulique	980	490	311	490
Production thermique	4 500	300	146	300

à la production privée se trouve diminuée par un certain nombre de facteurs, notamment :

- Les sites qu'Ontario Hydro envisage d'aménager;
- Les cours d'eau du Nord de la province, qui représentent des problèmes délicats pour ce qui est de l'environnement;
- L'interdiction d'aménager des sites dans les parcs; et
- Les frais élevés d'aménagement.

Tous ces facteurs diminuent le potentiel total de production d'énergie hydraulique. Si l'on tient compte des projets connus, une tranche d'environ 490 MW devrait être économique et réalisable au cours des 25 prochaines années. De ce chiffre, une part d'environ 311 MW pourrait être réalisée d'ici à l'an 2000. Pour atteindre ce palier, Ontario Hydro, le ministère des Richesses naturelles et le secteur privé devront bien se concerter.

Production à partir de combustibles résiduaires

Les installations de production à partir de combustibles résiduaires consomment, sous forme de combustibles, des déchets urbains solides (DUS), des gaz de décharge ou des déchets de bois pour produire de l'électricité. Il s'agit seulement des emplacements où ces combustibles existent en quantité suffisante pour justifier leur mise en valeur.

En Ontario, selon les études, 20 centres justifient d'une densité de population suffisante pour soutenir des projets producteurs d'énergie à partir des déchets urbains solides et des gaz de décharge. Ces 20 emplacements représentent 300 MW de potentiel technique. En supposant un taux de réussite analogue à celui de la production mixte à partir du gaz naturel, il sera possible de réaliser, selon les prévisions, 100 MW de capacité de production d'ici à l'an 2000, dont 35 MW sont déjà en service ou engagés. Au-delà de l'an 2000, le taux de croissance s'établit à 6 % par an selon les prévisions.

Le potentiel technique de production d'électricité à partir des déchets de bois est estimé à 200 MW. Sur ce total, une tranche de 50 MW devrait être réalisable d'ici à l'an 2000; cette activité devrait par la suite progresser à raison de 6 % par an.

La Figure 8–5 donne un aperçu de la production technique, économique, potentielle et réalisable dans le secteur privé en Ontario.

La capacité réalisable de la PPÉ dépend du coût épargné lié à l'ensemble du Plan proposé de l'offre et de la demande.

Le chapitre 16 présente, à titre indicatif, les coûts épargnés. Les coûts épargnés relatifs au Plan proposé sont inférieurs aux coûts évalués au cours des dernières années pour deux raisons essentielles :

Le gaz naturel est une importante source de combustible pour la production mixte.

L'industrie papetière est un grand producteur privé d'électricité.

- Les coûts prévus du charbon ont diminué; et
- Le Plan proposé est bien défini et coûte moins cher que les plans retenus comme hypothèse au cours des dernières années.

Les coûts épargnés à titre d'indicatif dans le chapitre 16 sont inférieurs aux coûts épargnés retenus comme hypothèse dans l'élaboration du potentiel de PPÉ. Par conséquent, il se peut que la capacité économique réalisable de PPÉ soit surestimée. Cette incertitude au sujet du rendement de la PPÉ est faible si on la compare à celle de la prévision de la charge.

INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES DE LA PRODUCTION PRIVÉE D'ÉLECTRICITÉ

Considérations générales

Les incidences environnementales et sociales des projets de PPÉ dans l'ensemble de la province sont généralement moins importantes, en raison de leur nature plus modeste, localisée et dispersée, que celles des solutions de production traditionnelle, qui sont plus importantes, davantage centralisées et dont les délais de réalisation sont plus longs. Ainsi, les coûts et les avantages liés à l'aménagement de la PPÉ ont tendance à être plus fortement localisés. Dans l'ensemble, le public préfère les projets de PPÉ et il est probable que cette préférence soit appelée à s'accroître à l'avenir.

Selon leur emplacement, les projets de PPÉ peuvent, en raison de leur dispersion, être difficiles à intégrer au RGÉ (Réseau global d'électricité)† d'Ontario Hydro. Les incidences environnementales liées à leur intégration peuvent être importantes dans les cas où ces installations sont situées à une certaine distance des lignes existantes.

Une grande variété de projets de PPÉ sera sans doute réalisée en Ontario. Ces projets appartiennent aux grandes catégories suivantes : production mixte alimentée au gaz, incinération de déchets urbains solides, combustion de déchets de bois et production hydraulique à petite échelle. Chacune de ces catégories soulève des préoccupations écologiques particulières, que nous exposons ci-après.

Production mixte à partir du gaz naturel

La plus grande partie des 2 690 MW de production privée qui devrait être aménagée au cours des 25 prochaines années devrait provenir de la production mixte à partir du gaz naturel. Ces projets produiront des rejets atmosphériques (soit de NO_x, de CO et de CO_2) et consomment de l'eau dans une certaine mesure. Les problèmes d'évacuation des déchets devraient être minimes. L'accès à une installation par gazoduc pourrait soulever des difficultés dans les cas où il n'existe pas de droit de passage.

Grâce aux projets de production mixte, les entreprises sont plus économes d'énergie et, par conséquent plus concurrentielles. Dans la mesure où elle permet aux entreprises de prospérer, cette forme de production peut faire rejaillir des avantages indirects sur l'emploi et le développement.

Incinération de déchets urbains solides

Les installations de déchets urbains solides (DUS) permettent à la fois de réduire les exigences en matière de sites d'enfouissement dans les localités et de produire de l'électricité. En règle générale cependant, ces installations font l'objet d'une vive opposition dans les zones urbaines, puisque le public est d'avis qu'elles représentent un risque pour la santé. Le public s'inquiète en effet de ce que ces installations puissent libérer des toxines (p. ex. les dioxines), en raison de la combustion de matières plastiques. La livraison et l'empilage des ordures dans le cadre de l'exploitation d'une installation de DUS soulèvent également des préoccupations en raison de la circulation, du bruit et des odeurs nauséabondes dans les localités voisines.

Des appareils appropriés pour la régulation des rejets permettent de gérer efficacement les problèmes des émissions de produits toxiques. Cependant, les matières toxiques libérées par les gaz de production se retrouvent généralement dans les cendres produites par l'incinérateur. Pour veiller au contrôle de la lixiviation, il faut appliquer des méthodes d'enfouissement attentivement mises au point, en raison de la nature toxique de ces déchets.

Étant donné que les nouvelles installations de DUS seront probablement implantées dans le voisinage des grandes zones urbaines, les exigences en matière de contrôle de l'environnement devraient être très rigoureuses et onéreuses. Il faudra également s'occuper, dans ces installations, de la transformation des déchets dans un souci de prudence, en plus d'assurer par des moyens appropriés la protection des collectivités voisines.

Production hydraulique à petite échelle

On entend par «production hydraulique à petite échelle» les projets d'une puissance inférieure à 10 MW. Ces projets sont généralement réalisés sur des cours d'eau dotés d'ouvrages de régulation ou de barrages qui ne sont pas déjà utilisés pour la production d'électricité. La plupart de ces ouvrages ont été installés à l'origine pour empêcher les inondations. Certains barrages ont déjà été affectés à des activités industrielles, par exemple, la mouture du blé. Dans d'autres cas, dans les sites aménagés en bordure de cours d'eau plus modestes, on peut construire de nouveaux barrages près d'entreprises locales qui consomment de l'électricité. Dans la perspective d'efforts de développement justifiables, la production hydraulique à petite échelle représente une solution valable, puisqu'elle utilise une ressource locale renouvelable. Le public est en outre très favorable au développement de cette solution.

Le réaménagement d'ouvrages de régulation et de barrages existants devrait produire peu d'incidences défavorables sur l'écologie. Cependant, les tendances de débit et de sédimentation des cours d'eau visés pourraient subir des effets localisés à court terme, en raison de la réparation des ouvrages, de l'installation de matériel ou du dragage des bassins d'amont. Le fait de planifier ces travaux pour qu'ils se déroulent pendant les périodes où les cours d'eau sont peu utilisés permettra de réduire les incidences négatives potentielles.

L'aménagement d'un nouveau barrage sur un cours d'eau peut entraîner des conséquences

Le plan de PPÉ tient compte des perspectives d'aménagement d'installations hydroélectriques modestes.

considérables sur les populations de poissons qui y vivent, en bouleversant les habitudes de frai et de migration, ainsi que les autres utilisations des eaux, par exemple la navigation. L'aménagement d'un barrage peut également produire des effets provisoires et localisés sur le débit et la turbidité; cependant, une planification attentive des travaux devrait permettre d'en réduire les conséquences à long terme. En particulier, il faut éviter que les travaux de dynamitage se déroulent pendant les périodes délicates au plan biologique, par exemple l'époque du frai.

Étant donné que la plupart des petites installations hydroélectriques sont généralement exploitées comme des centrales aménagées au fil de l'eau, et non à titre de centrales de pointe, le stockage dans les réservoirs est très limité et les variations du niveau de l'eau sont minimes. En règle générale toutefois, il y a peu d'incidences, en amont comme en aval, sur les tendances de débit.

Centrales de combustion des déchets de bois

Étant donné que ces centrales sont généralement aménagées dans le cadre d'activités d'exploitation de pâtes et papiers, les installations sont généralement implantées dans le Nord de l'Ontario, où se déroulent

la plupart des activités forestières. Ces installations sont normalement aménagées à l'endroit où sont déjà installés les fours.

La combustion des déchets de bois libère des rejets atmosphériques (CO, CO_2, NO_x et des particules), ainsi que des cendres qui doivent être éliminées. Il est possible d'éviter ces problèmes environnementaux par des mesures appropriées de régulation des rejets des cheminées et de saines méthodes de gestion des déchets.

La réalisation d'une installation de production d'électricité à partir des déchets de bois dans une ville du Nord de la province où le taux de chômage est élevé peut constituer un stimulant local important pour le développement économique. Les industries hôtes peuvent également devenir plus concurrentielles en réalisant des économies d'énergie grâce à ces installations.

LE PLAN DE PPÉ

Ontario Hydro a la volonté d'atteindre, par ses efforts de promotion et de développement, le niveau maximum réalisable de production privée et économique d'électricité. Le plan de PPÉ exposé dans ces pages est ambitieux: Ontario Hydro réalise un large éventail d'activités pour veiller à la réalisation de ce plan. Les niveaux fixés dans le plan correspondent à la fois à des projets engagés et adaptés à certains sites, ainsi qu'à une prévision générale de la production privée réalisable en fonction des estimations d'Ontario Hydro au sujet du potentiel économique de PPÉ.

Au début de 1989, onze projets engagés de PPÉ totalisant 172 MW étaient en cours de réalisation. Il s'agit notamment du projet de production mixte de 90 MW à Fort Frances, dans le cadre d'un accord tripartite faisant intervenir Boise-Cascade, Inter-City Gas Utilities et Ontario Hydro. Les promoteurs de 23 autres installations totalisant 216 MW ont fait savoir à Ontario Hydro qu'ils ont pris un engagement pour réaliser leurs projets.

Plan de PPÉ 1989 - Capacité réalisable - MW
Courbe prévisionnelle médiane

	Achats		Substitution de la charge		Croissance	Croissance
Année	Nouvelles installations	Installations mises au rancart	Nouvelles installations	Installations mises au rancart	annuelle nette	cumulative nette
1989	28	0	62	17	73	73
1990	**27**	**0**	**98**	**17**	**108**	**181**
1991	171	0	83	17	237	418
1992	**86**	**0**	**96**	**17**	**165**	**583**
1993	86	0	96	17	165	748
1994	**73**	**0**	**50**	**17**	**106**	**854**
1995	73	0	51	17	107	961
1996	**72**	**0**	**39**	**17**	**94**	**1 055**
1997	75	0	36	17	94	1 149
1998	**80**	**0**	**31**	**17**	**94**	**1 243**
1999	86	0	25	17	94	1 337
2000	**75**	**0**	**36**	**17**	**94**	**1 431**
2001–04	194	0	96	68	222	1 653
2005–09	**237**	**3**	**120**	**85**	**269**	**1 922**
2010–2014	235	73	120	85	197	2 119

Outre ces projets engagés, le plan de PPÉ prévoit globalement de nouvelles installations au cours des 25 prochaines années. Pour élaborer cette prévision, Ontario Hydro a utilisé les estimations exposées précédemment dans le présent chapitre pour la PPÉ réalisable. La puissance totale des nouvelles installations de production privée devrait s'établir, selon les prévisions, à 1 635 MW d'ici à l'an 2000 et à 2 690 MW d'ici à 2014.

La mise au rancart inévitable d'installations de PPÉ, comme dans le cas des centrales d'Ontario Hydro, diminue la capacité de production si l'on ne remplace pas ces installations. Pour établir la capacité nette de la PPÉ de répondre aux besoins en électricité de demain, il faut soustraire des nouvelles installations les centrales mises au rancart.

Comme l'indique la Figure 8–6, l'accroissement net de la capacité de PPÉ devrait s'inscrire à 1 431 MW d'ici à l'an 2000, une fois déduites les installations mises au rancart. D'ici à l'année 2014, l'accroissement net prévu de cette capacité s'établit à 2 119 MW, déduction faite des mises au rancart.

La prévision englobe deux éléments, soit les achats auprès du secteur privé et la substitution de la charge par la production privée, qui sont indiqués distinctement dans la Figure 8–6.

Les achats auprès du secteur privé représentent une solution d'accroissement de l'offre utilisée afin de satisfaire la charge primaire. Selon les prévisions, les nouvelles installations qui viennent s'ajouter à cette solution représentent 932 MW d'ici à l'an 2000

PPÉ – Substitution de la charge par la production privée

PPÉ naturelle et suscitée – MW

Année	Substitution annuelle nette de la charge: Production nouvelle	Production suscitée	Production naturelle	Puissance annuelle nette sûre: Production suscitée	Production naturelle	Substitution annuelle nette de la demande: Production suscitée	Production naturelle	Substitution cumulative nette annuelle de la charge
1989	45	61	–16	55	–14	58	–15	58
1990	81	46	35	41	32	43	33	102
1991	88	76	–12	70	–11	74	–11	178
1992	79	71	8	64	7	67	8	243
1993	79	71	8	64	7	67	8	310
1994	33	25	8	23	7	24	8	334
1995	34	26	8	23	7	25	8	359
1996	22	15	7	14	6	14	7	373
1997	19	12	7	11	6	11	7	384
1998	14	7	7	6	6	7	7	391
1999	8	1	7	1	6	1	7	392
2000	19	12	7	11	7	11	7	403
2001–04	28	16	12	14	10	15	11	418
2005–09	35	20	15	18	14	19	14	437
2010–14	35	20	15	18	14	19	14	456

et 1 522 MW d'ici à 2014.

La production réalisée dans le cadre de la substitution de la charge par la production privée s'apparente à la solution de gestion de la demande et représente une diminution de la prévision de la charge de base.

Dans la Figure 8–7, les installations nouvelles prévues en chiffres nets pour les projets de PPÉ dans le cadre de la substitution de la charge par la production privée sont à nouveau réparties en deux catégories : la production suscitée et la production naturelle. La PPÉ «suscitée» dans le cadre de la substitution de la charge par la production privée désigne les projets qui sont la conséquence directe des programmes de PPÉ d'Ontario Hydro. Les projets «naturels» de PPÉ sont ceux qui auraient été élaborés même si Ontario Hydro n'avait adopté aucune mesure.

Pour prévoir la production privée naturelle d'électricité, il faut faire l'extrapolation de valeurs rétrospectives. La différence entre ces valeurs extrapolées et la prévision de la production globale dans le cadre de la substitution de la charge par la production privée représente la production suscitée par les programmes d'Ontario Hydro. En raison des mesures d'incitation dont ils font presque tous l'objet, les projets d'achat auprès du secteur privé ne sont pas classés de cette façon.

La production naturelle dans le cadre de la substitution de la charge par la production privée est prise en compte dans la prévision de la charge de base, alors que la production naturelle et suscitée est incluse dans le calcul de la prévision de la charge primaire, comme l'indique le chapitre 9.

Comme l'indique également la Figure 8–7, Ontario Hydro doit tenir compte, dans sa planification, de deux autres facteurs : la puissance sûre et la substitution de la charge par la production privée. La prise en compte de la puissance sûre réduit le total de la prévision de la capacité de production privée substituée à la charge pour tenir compte des effets des pannes et du débit fluvial. La puissance sûre de l'ensemble de la production privée substituée à la charge représenterait environ 90 % de la puissance installée.

Tout comme les solutions de gestion de la demande, les installations de PPÉ pour la substitution de la charge diminuent généralement les pertes d'électricité sur les lignes de transport d'Ontario Hydro. Afin de donner le crédit de cet avantage aux producteurs, on prévoit une marge de 5 % pour les pertes sur les lignes de transport dans le calcul de la demande satisfaite par la production privée. La Figure 8–7 fait état des valeurs nettes qui résultent de ce calcul.

La Figure 8–8 fait ressortir la nouvelle capacité nette prévue, à partir du plan de PPÉ, pour les achats d'électricité (soit la capacité nouvelle diminuée des mises au rancart) de même que pour la substitution de la charge par la production privée (en fonction de la demande suscitée assurée par la production privée, moins les mises au rancart et les pertes sur les lignes de transport).

En ce qui a trait à l'énergie, les nouveaux producteurs privés devraient être dotés de facteurs d'utilisation élevée. Globalement, Ontario Hydro s'attend à cet égard à un facteur d'utilisation annuelle moyen de 80 %. Ce facteur résulte essentiellement des tarifs d'achat offerts à l'heure actuelle sur l'énergie. Selon ces tarifs, les producteurs privés réalisent un rendement sur les investissements supérieur quand ils

exploitent leurs installations à des facteurs d'utilisation élevée.

La Figure 8–9 fait état des prévisions de production d'électricité réalisées grâce à la nouvelle capacité de production privée.

Courbes prévisionnelles inférieure et supérieure

Les prévisions du Plan reposent sur une autre hypothèse importante : le réseau d'électricité évoluera selon les prévisions de la courbe médiane. Les variations d'accroissement de la charge influeront sur les prévisions de production privée en raison des variations correspondantes de la conjoncture et des coûts épargnés. Ces dernières variations se répercuteront à leur tour sur les tarifs d'achat. La prévision de la nouvelle capacité de production privée évoluera, à la hausse ou à la baisse, avec la prévision d'accroissement de la charge. Ainsi, la production privée d'électricité apporte une certaine souplesse qui permet de réagir aux variations de la charge.

Pour les besoins de la planification, il est nécessaire de prévoir la nouvelle production privée qui correspond aux courbes supérieure et inférieure. Cette nouvelle production se calcule à partir de la prévision médiane du plan de PPÉ et est représentée à la Figure 8–10.

Mais quel que soit l'accroissement réel de la charge, Ontario Hydro continuerait de poursuivre le même objectif de base, soit continuer de favoriser au maximum la production privée économique et réalisable en pratiquant des tarifs d'achat jusqu'à concurrence des coûts épargnés.

MISE EN OEUVRE DU PLAN DE PPÉ

Pour réaliser le plan de PPÉ, il faut déployer un large éventail d'activités. Outre la mission de promotion, de développement et d'administration de la direction PP d'Ontario Hydro, les projets de production privée d'électricité nécessitent l'intervention d'un certain nombre de directions qui assument diverses responsabilités, à savoir : l'établissement

Figure 8–8 **Capacité dans le cadre du plan de PPÉ** Achat net de PPÉ

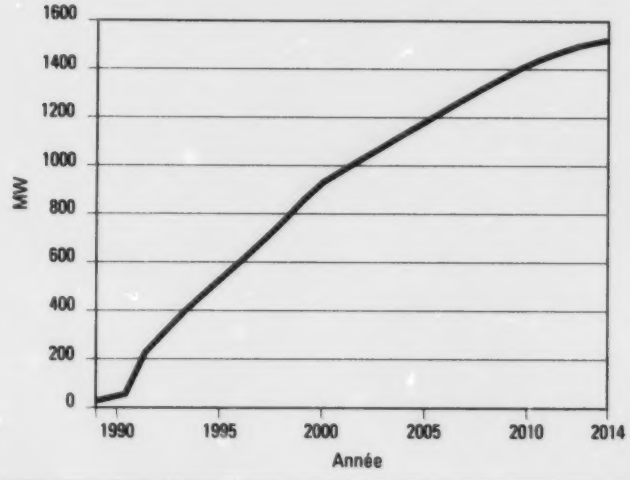


Figure 8–8 **Capacité dans le cadre du plan de PPÉ**
Demande nette suscitée assurée par la production privée

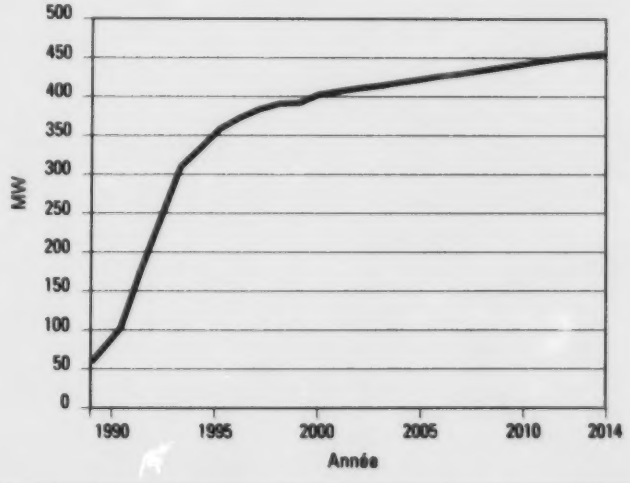


Figure 8–9 **Courbe médiane de prévision de l'énergie dans le cadre de la PPÉ**

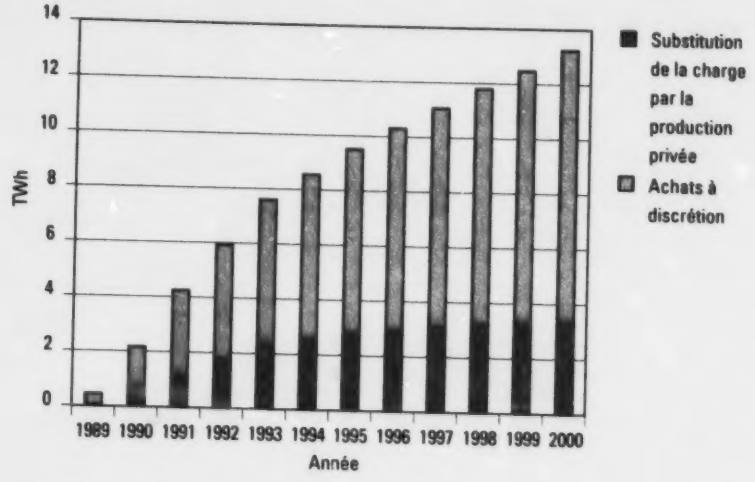
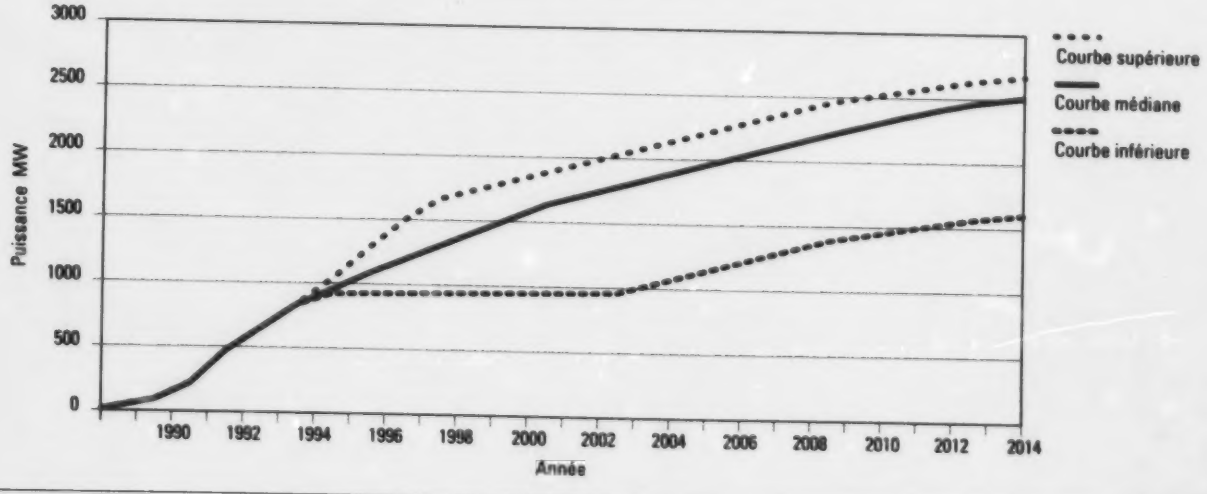


Figure 8–10 **Prévision de la production privée** Courbes supérieure et inférieure



du calendrier d'implantation des installations de production d'électricité; la planification à long terme du réseau d'électricité; les exigences d'interconnexion pour le transport; la conception et la sécurité du matériel; la mesure de la puissance et les achats d'énergie.

Cependant, les efforts déployés par Ontario Hydro ne suffiront pas à eux seuls. Pour tirer le meilleur parti du potentiel économique de la PPÉ, tous les intervenants, soit les industriels, promoteurs, fournisseurs de combustible, experts-conseils, institutions financières, gouvernements, services publics municipaux et grands consommateurs de vapeur, devront fournir un effort soutenu et concerté.

Tout comme elle doit encourager la gestion de la demande, Ontario Hydro doit également apporter les modifications organisationnelles et systémiques qui faciliteront le développement d'une production privée économique. Nombre de ces modifications ont déjà été apportées ou sont en cours de réalisation.

Sollicitation de la production privée

Ontario Hydro met actuellement en oeuvre un processus de sollicitation de la capacité de production privée d'électricité. Dans le cadre de ce processus, Ontario Hydro diffusera périodiquement des appels de propositions (AP) pour des projets dotés d'une puissance de plus de 5 MW. Ce processus vise à s'assurer que les producteurs privés seront traités sur un pied d'égalité absolue.

Aux États-Unis et, plus récemment, au Canada, de nombreuses sociétés de services publics ont adopté le principe de l'appel à la concurrence pour la production privée d'électricité. Afin de permettre au secteur privé d'acquérir l'expérience du calcul des coûts de cette activité, Ontario Hydro a mis en oeuvre un processus d'appels d'offres ouverts, plutôt qu'un processus d'appels d'offres concurrentiels. Ainsi, il n'y aura pas de concurrence directe entre les projets.

Dans le processus d'appels d'offres ouverts, les projets soumis doivent répondre à certaines exigences avant d'être pris en considération. Ces exigences permettent de s'assurer que

Producteurs privés d'électricité au 1er janvier 1989 – Achats

Région	Société	Procédé de production	Capacité de production (kW)
Centrale	Tricil Ltd.	Thermique/DUS	4 231
Est	Fleming Feeds	Hydroélectricité	50
Est	Casselman Small Hydro	Hydroélectricité	375
Est	Galetta Power Ltd (Multistream)	Hydroélectricité	800
Est	Marsh Hydro Power (Trent Valley) Inc.	Hydroélectricité	1 200
Est	Multistream Power Corporation	Hydroélectricité	325
Est	Nelson Fraser	Hydroélectricité	50
Est	Rideau Falls Generating Partnership	Hydroélectricité	2 000
Baie Georgienne	Williamsford Feed	Hydroélectricité	40
Baie Georgienne	Burk's Falls Waterpower Corporation	Hydroélectricité	1 000
Baie Georgienne	Von Teichman	Hydroélectricité	135
Baie Georgienne	Wilson Mill	Hydroélectricité	70
Nord–est	Black River	Hydroélectricité	490
Nord–est	Chapleau Cogeneration Ltd.	Prod. mixte/déchets de bois	7 000
Nord–est	Marsh Hydro Power Inc.	Hydroélectricité	800
Nord–est	Scarfe Lake Electric Company Ltd.	Hydroélectricité	2 000
Nord–ouest	Dorian Fish Hatchery	Hydroélectricité	16
Nord–ouest	Sundridge Power Corporation	Hydroélectricité	2 880
Nord–ouest	Sundridge Power Corporation	Hydroélectricité	1 000
Ouest	Grand River Conservation Authority	Hydroélectricité	150
Ouest	Grand River Conservation Authority	Hydroélectricité	880
Ouest	Pittens Farms Ltd.	Thermique/Biomass	40
Ouest	Richard and Brenda Kuiper	Hydroélectricité	110
Ouest	Upper Thames River Conservation Authority	Hydroélectricité	480
Total			25 652

Le système de chauffage de l'hôpital au service de cette collectivité produit à la fois de la vapeur et de l'électricité.

chaque projet étudié produira des avantages pour les clients, les producteurs et le réseau électrique de la province. Les critères définis pour ces projets reposent notamment sur les impératifs techniques du réseau de transport à haute tension. Ils tiennent également compte du degré d'élaboration des soumissions et de la viabilité financière des projets, afin de s'assurer que les projets soumis seront fiables pendant toute la durée du contrat.

Au fur et à mesure de l'évolution du secteur de la production privée d'électricité, divers aspects du processus d'appels d'offres concurrentiels seront intégrés aux appels d'offres lancés périodiquement. Une fois que le processus sera complètement concurrentiel, Ontario Hydro diffusera régulièrement un AP pour une tranche précise de puissance. À la suite de cet AP, les producteurs privés éventuels soumettront des offres pour fournir une partie de cette puissance. Ces offres seront classées selon un ensemble de critères de sélection qui comprendront aussi bien la viabilité financière que des considérations techniques.

Les producteurs éventuels auront ensuite l'occasion de négocier et de conclure des contrats fermes avec Ontario Hydro. Ce processus d'appels d'offres concurrentiels s'apparentera à celui qu'utilisent déjà avec succès d'autres sociétés de services publics.

Aide financière

Afin d'encourager davantage ce secteur, Ontario Hydro compte consacrer chaque année environ 40 millions de dollars à l'aide financière; la plus grande partie de cette somme sera versée sous forme de prêts à faible taux d'intérêt. Cette aide constitue une façon d'offrir à court terme, aux clients ou aux promoteurs, des taux de rendement élevés. À long terme, Ontario Hydro récupère le coût de cette aide sous la forme d'un prix d'achat contractuel inférieur. Dans tous les cas, le coût des prêts majoré du coût d'achat doit être inférieur ou égal au coût épargné.

Ontario Hydro apportera également un concours financier au coût des études des experts-conseils visant à établir la viabilité technique et financière des projets admissibles. Elle assurera en outre, en participation, le financement de certains projets de mise au point et de démonstration de technologies.

Autres activités

De plus, Ontario Hydro a lancé un certain nombre d'autres programmes et activités. Comme nous l'avons fait observer, elle a organisé, au cours des dernières années, des ateliers annuels à l'intention des entreprises candidates à la production privée d'électricité. Ces ateliers visent à favoriser la production privée en Ontario et à discuter ouvertement des questions actuelles de la PPÉ avec des représentants du secteur privé. Ce secteur a bien accueilli cette initiative en y participant massivement.

Ontario Hydro siège également à plusieurs comités qui s'intéressent au développement de la production privée. Elle siège notamment au Non-Utility Generation Advisory Council (NUGAC), présidé par le ministère de l'Énergie. Le NUGAC constitue une tribune libre favorisant le dialogue entre Ontario Hydro, le secteur privé et le gouvernement sur la question du développement de la production privée d'électricité au sein de la province.

D'autres programmes avantageux répondant aux besoins particuliers du secteur d'activité seront mis au point et en oeuvre au besoin. Ces programmes porteront notamment sur l'aide financière et sur des projets d'aménagement dans les collectivités éloignées. Ontario Hydro continuera en outre de diffuser de l'information et des documents de promotion à l'intention des parties prenantes à l'intérieur comme à l'extérieur de la Société.

Région	Société	Procédé de production	Capacité de production (kW)
Centrale	Kodak Canada Inc. Ltd.	Prod. mixte	1 000
Centrale	Redpath Sugar	Prod. mixte	2 500
Centrale	St.Lawrence Starch Company Ltd.	Prod. mixte	3 250
Centrale	Stelco	Prod. mixte	10 000
Est	Almonte PUC	Hydroélectricité	940
Est	Alvin Beeler	Hydroélectricité	20
Est	Bancroft	Hydroélectricité	200
Est	Campbellford	Hydroélectricité	2 075
Est	Générale Électrique du Canada	Prod. mixte	2 000
Est	E.B. Eddy Forest Products Ltd.	Hydroélectricité	9 200
Est	Eganville	Hydroélectricité	400
Est	Gananoque L&P	Hydroélectricité	8 130
Est	Gananoque L&P	Thermique/diesel	5 770
Est	Ottawa Hydro	Hydroélectricité	12 300
Est	Pembroke HEPC	Thermique/diesel	1 810
Est	Peterborough PUC	Hydroélectricité	4 100
Est	Renfrew	Hydroélectricité	1 900
Est	Université Trent	Hydroélectricité	2 220
Est	Université d'Ottawa	Prod. mixte	1 300
Baie Georgienne	Bracebridge Hydro	Hydroélectricité	2 000
Baie Georgienne	Orillia Water L&P	Hydroélectricité	14 512
Baie Georgienne	Orillia Water L&P	Thermique/diesel	2 136
Baie Georgienne	Parry Sound PUC	Hydroélectricité	1 340
Nord-est	Abitibi Price	Hydroélectricité	97 685
Nord-est	Algoma Steel Corporation	Prod. mixte	26 250
Nord-est	Boise Cascade Canada Ltd.	Prod. mixte	3 700
Nord-est	Denison Mines Ltd.	Prod. mixte	1 800
Nord-est	E.B. Eddy Forest Products Ltd.	Hydroélectricité	13 870
Nord-est	E.B. Eddy Forest Products Ltd.	Prod. mixte	2 500
Nord-est	Frontier Lodge	Hydroélectricité	80
Nord-est	Great Lakes Power	Hydroélectricité	235 575
Nord-est	INCO Metals Company	Hydroélectricité	48 000

Région	Société	Procédé de production	Capacité de production (kW)
Nord-est	INCO Metals Company	Prod. mixte	18 750
Nord-est	Kinsmen Park	Hydroélectricité	200
Nord-est	MacMillan Bloedel	Prod. mixte	10 000
Nord- est	MacMillan Bloedel	Hydroélectricité	9 350
Nord-est	Malette Kraft	Prod. mixte	15 000
Nord-est	Malette Kraft: Smooth Rock	Hydroélectricité	6 250
Nord-est	Rio Algom	Prod. mixte	1 500
Nord-est	Spruce Falls Pulp & Power Co. Ltd.	Hydroélectricité	54 600
Nord-est	Spruce Falls Pulp & Power Co. Ltd.	Prod. mixte	21 600
Nord-est	Waldwood of Canada Ltd.	Prod. mixte	750
Nord-ouest	Boise Cascade (Fort Francis)	Hydroélectricité	29 800
Nord-ouest	Boise Cascade (Kenora)	Hydroélectricité	28 000
Nord-ouest	Produits forestiers Can. Pacifique, Dryden	Prod. mixte	6 686
Nord-ouest	Produits forestiers Can. Pacifique, Thunder Bay	Prod. mixte	80 570
Nord-ouest	James River Marathon	Prod. mixte	15 980
Nord-ouest	Ministère des Services gouvernementaux	Hydroélectricité	20
Ouest	Brantford Water Treatment Plant	Hydroélectricité	140
Ouest	Compagnie canadienne d'énergie Niagara Ltée	Hydroélectricité	94 675
Ouest	Canadian Industries Ltd.	Prod. mixte	25 000
Ouest	Dow Chemical	Prod. mixte	238 650
Ouest	Elora Mill	Hydroélectricité	110
Ouest	Gary Folkema	Hydroélectricité	15
Ouest	General Chemical Canada Ltd.	Prod. mixte	10 950
Ouest	Hiram Walker	Prod. mixte	7 500
Ouest	James Wilson & Sons Ltd.	Hydroélectricité	80
Ouest	Administration de la Voie maritime du Saint-Laurent	Hydroélectricité	12 000
Ouest	St. Jacob's Country Mill	Hydroélectricité	90
Ouest	Polysar Ltd.	Prod. mixte	51 031
Ouest	Tage Hansen	Prod. mixte	400
Ouest	Université Western Ontario	Prod. mixte	1 300
Ouest	Victoria Hospital	Thermique/DUS	6 250
Total			1 282 198

CONCLUSION

Ontario Hydro a pour objectif officiel d'accroître au maximum le recours à la production privée économique. Selon une évaluation des projets en cours et des perspectives qui s'ouvrent à la production nouvelle, il sera possible de réaliser, d'ici à l'an 2000, environ 1 600 MW de capacité de production privée supplémentaire. La réalisation de cet objectif ne sera pas une sinécure. Même si Ontario Hydro a déjà réalisé un certain nombre d'activités, elle devra compter sur un effort soutenu et concerté de la part du secteur privé, des clients, des institutions financières, du gouvernement et des autres sociétés de services publics.

La réalisation du niveau de prévision dépend en outre étroitement d'un facteur extérieur, par exemple les prix du gaz naturel, les besoins en vapeur du secteur industriel et le régime fiscal. Grâce à la souplesse du Plan de l'offre et de la demande, Ontario Hydro pourra atténuer l'incertitude qui règne sur ces questions.

Le plan de PPÉ pour 2014 s'établit comme suit :

- Achat de PPÉ (net) : 1 522 MW
- Substitution de la charge par la production privée (nette et suscitée) : 456 MW. ▲

Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

9 PRÉVISIONS DE LA CHARGE PRIMAIRE ET DE LA CHARGE GARANTIE

Le chapitre 3 porte sur la prévision de la charge de base, soit la demande d'électricité (puissance et énergie) en l'absence de certains programmes d'Ontario Hydro visant à influencer cette demande.

Les chapitres 7 et 8 exposent les plans de réduction de la demande grâce aux améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ), au déplacement de la charge (DC) et aux mesures de substitution de la charge par la production privée (SCPP).

Le présent chapitre porte sur le niveau inférieur de prévision de la demande qui en résulte et que l'on appelle la prévision de la charge primaire. Cette prévision permet d'établir la quantité de puissance et d'énergie qu'Ontario Hydro produirait ou achèterait normalement afin de répondre à la demande de la clientèle. Établie pour chaque année, la prévision de la charge primaire tient compte des incidences des anciens programmes de gestion de la demande et de production privée d'électricité d'Ontario Hydro, en plus de prévoir leurs conséquences pour l'avenir. Les charges interruptibles à capacité (CIC), dont il est question au chapitre 7, réduisent encore la demande de pointe en cas de besoin. Le résultat de la soustraction entre les charges interruptibles et la prévision de la charge primaire correspond à la prévision de la charge garantie. La prévision de la charge garantie sert à calculer les besoins d'approvisionnement.

Au chapitre 3, la prévision de la charge de base est présentée sous la forme d'un intervalle pour tenir compte de l'incertitude de l'évolution de la demande. Au chapitre 7, les plans des améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ), du déplacement de la charge (DC) et des charges interruptibles à capacité (CIC) varient en fonction des courbes prévisionnelles supérieure, médiane et inférieure. Par conséquent, la courbe médiane de prévision de la charge primaire correspond à la courbe médiane de prévision de la charge de base, diminuée des plans, qui représente la croissance médiane, pour les améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ), le déplacement de la charge (DC) et les mesures de substitution de la charge par la production privée (SCPP).

Les prévisions supérieure et inférieure de la charge primaire se calculent d'une façon analogue.

La prévision médiane de la charge garantie s'obtient en soustravant de la prévision médiane de la charge primaire les charges interruptibles correspondantes. De même, les prévisions supérieure et inférieure de la charge garantie s'obtiennent en soustrayant des prévisions supérieure et inférieure de la charge primaire les plans correspondants relatifs aux charges interruptibles à capacité.

Prévision de la charge primaire

Les Figures 9–1 et 9–2 représentent la prévision médiane de la charge primaire pour la puissance de pointe et l'énergie. Ces deux figures font ressortir la diminution de la prévision de la charge de base qui résulte du plan des améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ), du plan de déplacement de la charge (DC) et du plan de substitution de la charge par la production privée (SCPP).

Dans le présent document, la prévision de la charge primaire est établie en fonction de la prévision de la charge de base publiée

Figure 9–1 **Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie – Puissance maximale appelée**

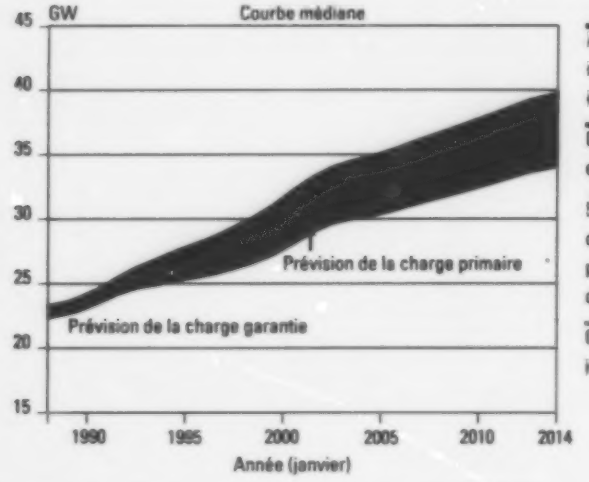
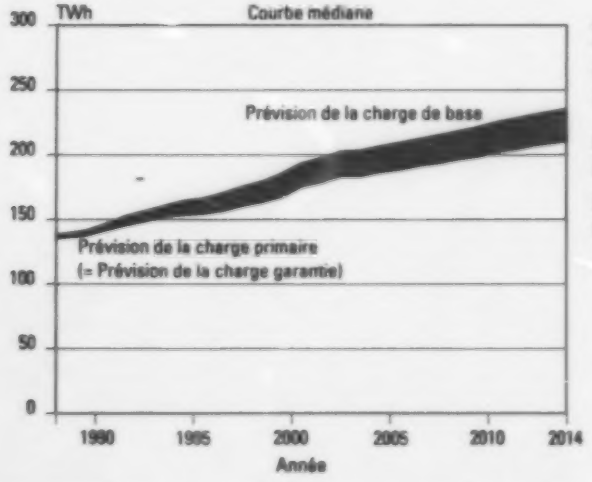


Figure 9–2 **Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie – Demande annuelle d'énergie**



[redacted]

1989	22,7	23,2*	24,0
[redacted]			
1991	22,5	24,2	25,7
[redacted]			
1993	22,8	25,5	27,9
[redacted]			
1995	22,8	26,2	29,3
[redacted]			
1997	22,6	26,7	30,3
[redacted]			
1999	22,9	27,5	31,5
[redacted]			
2001	23,9	28,9	33,2
[redacted]			
2003	25,3	30,4	35,1
[redacted]			
2005	25,6	31,0	35,8
[redacted]			
2007	26,3	31,8	36,5
[redacted]			
2009	27,2	32,6	37,1
[redacted]			
2011	28,3	33,4	37,6
[redacted]			
2013	29,2	34,3	38,3
[redacted]			

**En janvier 1989, la charge primaire réelle s'élevait à 23,1 GW.*

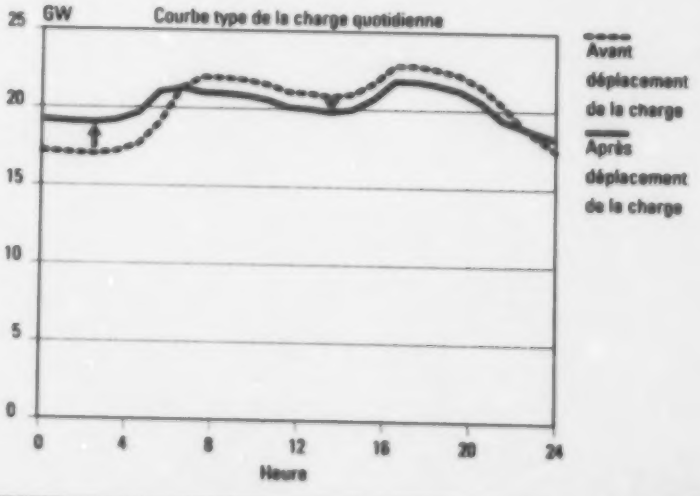
Année	Courbe inférieure	Courbe médiane	Courbe supérieure
1989	131	137	141
1990	132	139	146
1991	133	143	152
1992	135	146	159
1993	135	152	165
1994	136	155	171
1995	136	158	174
1996	135	159	177
1997	136	161	182
1998	138	164	186
1999	140	167	191
2000	142	171	198
2001	148	179	204
2002	152	182	210
2003	154	186	213
2004	155	187	215
2005	156	189	217
2006	158	192	220
2007	161	194	221
2008	165	197	224
2009	167	199	225
2010	171	202	227
2011	174	205	229
2012	176	208	231
2013	179	210	232
2014	182	214	235

en décembre 1988 et des plans de gestion de la demande et de production privée mis au point en septembre 1989. Les prévisions supérieure, médiane et inférieure de la charge primaire sont présentées à la Figure 9–3 pour la puissance maximale appelée et à la Figure 9–4 pour la demande d'énergie.

Pour l'an 2000, les plans de ralentissement de la demande donnent lieu à une baisse de 7,1 % de l'énergie et de 9,8 % de la puissance de pointe par rapport à la prévision de la charge de base. L'incidence sur la puissance de pointe devrait être supérieure à celle sur l'énergie, puisque les tarifs différentiels ne visent que la puissance de pointe. La Figure 9–5 fait ressortir cette différence.

Au cours de la période de 1988 à 2000, la prévision médiane de la charge de base pour la puissance de pointe s'accroît de 8,1 GW. Pour la même période, les plans de ralentissement de la demande prévoient 3 GW (AEÉ de 1,7 GW, DC de 0,946 GW et SCPP

Figure 9–5 **Déplacement de la charge quotidienne – Puissance**



[redacted]

[redacted]

	Puissance de pointe			Énergie	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
1988–1995	2,3 %	2,1 %	2,8 %	2,3 %	2,8 %
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
1988–2010	1,8 %	1,7 %	2,3 %	1,9 %	2,3 %
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

[redacted]

	Puissance de pointe (GW)			Énergie (TWh)	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
1988 Chiffres réels	21,9	22,6	22,6	134,4	134,4
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
1995	25,6	26,2	27,5	158	163
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2005	30,3	31,0	34,9	189	205
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2014	34,0	34,8	39,8	214	234

sûres de 0,388 GW d'ici à janvier 2000). En d'autres termes, les plans de ralentissement de la demande permettent de faire face à 37 % de l'accroissement de la prévision médiane de la charge de base. Pour la même durée, la prévision médiane de la charge de base pour l'énergie augmente de 50 TWh. Les plans de ralentissement de la demande pour cette période réduisent la demande d'énergie de base de 13 TWh, soit 26 % de la hausse de la prévision de la charge de base.

Prévision de la charge garantie

Les Figures 9–1 et 9–2 représentent également la prévision de la charge garantie. Il convient de noter que la diminution des charges interruptibles à capacité ne portent que sur la puissance de pointe. Le réseau devrait être doté d'une capacité suffisante pour répondre de façon fiable à la charge de pointe garantie.

La prévision de la charge de pointe garantie s'obtient en soustrayant l'apport prévu de la charge interruptible à capacité de la prévision de la charge de pointe primaire. La prévision de la charge d'énergie garantie est la même que la prévision de la charge d'énergie primaire, étant donné que la fréquence et la durée des interruptions de la charge sont relativement réduites et que le manque à produire des clients peut être compensé ultérieurement. La prévision de la charge garantie s'obtient en soustrayant, de la charge interruptible à capacité, la prévision de la charge primaire. Ces prévisions sont présentées à la Figure 9–1.

Année	Courbe inférieure GW	Courbe médiane GW	Courbe supérieure GW
1988	22,0	22,4*	23,2
1990	21,6	22,9	24,0
1991	21,9	23,6	25,1
1992	22,1	24,3	26,1
1993	22,2	24,9	27,2
1994	22,2	25,2	27,9
1995	22,2	25,6	28,6
1996	22,3	25,9	29,2
1997	22,0	26,1	29,5
1998	22,2	26,4	30,1
1999	22,3	26,8	30,8
2000	22,7	27,4	31,5
2001	23,3	28,2	32,4
2002	24,3	29,1	33,5
2003	24,7	29,7	34,3
2004	25,1	30,1	34,7
2005	25,0	30,3	35,0
2006	25,2	30,6	35,3
2007	25,7	31,0	35,7
2008	26,2	31,4	36,0
2009	26,6	31,8	36,3
2010	27,1	32,3	36,5
2011	27,7	32,7	36,8
2012	28,1	33,1	37,1
2013	28,5	33,6	37,4
2014	29,0	34,0	37,7

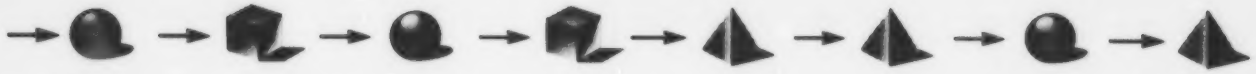
* En janvier 1988, la charge garantie réelle s'élevait à 22,4 GW.

Taux de croissance prévus et niveaux de la demande

La Figure 9–6 fait état, pour certaines périodes, des taux de croissance des prévisions de la charge garantie, primaire et de base. Ce tableau montre de quelle façon les plans de ralentissement de la demande permettent de réduire le taux de croissance. Par exemple, au cours de la période de 1988 à 2000, les plans de ralentissement de la demande réduisent le taux de croissance de la demande de pointe de la prévision de la charge de base de 2,7 % au taux de croissance de 1,8 % pour la prévision de la charge primaire. En ce qui concerne l'énergie, la réduction correspondante passe de 2,7 % à 2 %.

La Figure 9–7 reproduit les niveaux de la demande pour les prévisions de la charge garantie, primaire et de base en ce qui concerne l'énergie et la puissance de pointe pour la période de 26 ans qui s'étend de 1988 à 2014.

La Figure 9–8 expose les prévisions supérieure, médiane et inférieure de la charge garantie. ●



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

10 PLAN DE REMISE EN ÉTAT

Le chapitre 4 donne un aperçu des installations de production en place et engagées d'Ontario Hydro. Au cours de la période du Plan, soit 25 ans, ces installations assureront une plus grande partie de la charge primaire de la province que les nouvelles sources d'approvisionnement.

À la fin de cette période, les installations de production actuelles devraient satisfaire, selon la courbe prévisionnelle médiane, les deux tiers environ de la demande d'énergie primaire. Dans sa Stratégie de planification de l'offre et de la demande, Ontario Hydro entend, dans le cadre de ses priorités absolues, tirer un meilleur parti des centrales en place.

Les installations existantes se détériorent au fur et à mesure de leur exploitation et de leur vieillissement. En outre, leur fonctionnement peut être soumis à de nouveaux règlements. Ces installations peuvent nécessiter une remise en état qui fait intervenir d'importantes dépenses en immobilisations pour continuer d'assurer leur sécurité, leur économie et le respect de l'environnement. Or, il peut être plus rentable d'améliorer le rendement des installations en place que d'en construire de nouvelles; la remise en état vise à tirer le meilleur parti de la rentabilité des installations.

Le présent chapitre poursuit quatre objectifs : définition de la remise en état; description des plans visant à assurer la qualité du rendement des centrales hydroélectriques, à combustible fossile et nucléaires en place d'Ontario Hydro; aperçu du rôle des installations mises en réserve dans le réseau global d'électricité; et aperçu du mode d'intégration du réaménagement des centrales hydroélectriques et à combustible fossile dans le cadre du Plan de l'offre et de la demande.

PRINCIPES DE LA REMISE EN ÉTAT

La remise en état consiste à réaliser des travaux substantiels pour corriger ou améliorer le rendement à long terme d'une centrale, afin d'en assurer ou d'en accroître la durée utile. Pendant sa durée utile, une centrale fait l'objet de travaux d'entretien et, parfois, d'importantes modifications. Quand il faut apporter à une centrale des travaux considérables, une remise en état majeure peut s'avérer nécessaire. Comme l'indique la Figure 10–1, il n'y a pas de démarcation précise entre l'entretien, les modifications importantes et la remise en état.

La remise en état vise :

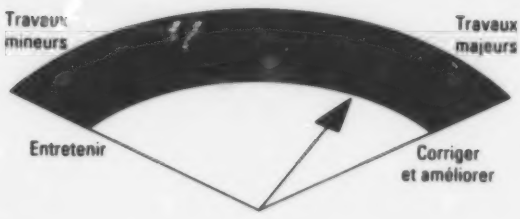
- à corriger, à long terme, une détérioration du rendement;
- à assurer le respect avec les impératifs nouveaux en matière d'environnement et de sécurité; et
- à remplacer du matériel inefficace ou désuet aux plans technique et financier.

Même si la remise en état exige des arrêts prolongés pour permettre de réaliser les travaux nécessaires, cette opération ne comprend pas la modification importante du procédé de production d'électricité.

Rendement des centrales

Dans une centrale, une partie du matériel est conçue pour fonctionner pendant toute

Figure 10–1 **Remise en état et rendement**



Causes de détérioration du matériel des centrales et de leurs éléments

Type de détérioration	Causes
Corrosion	Impuretés dans la vapeur et dans l'eau et particules de charbon pouvant donner lieu à des dépôts acides
Fissuration	Surutilisation et usure
Fluage†	Température ou tension de vapeur élevée, forte radioactivité
Fatigue	Contraintes produites par les vibrations ou les efforts thermiques, tensions de vapeur périodiques et contraintes électriques
Érosion	Courant d'eau et de vapeur à forte vélocité et particules de charbon et de cendre en suspension

la durée utile. Cependant, une autre partie de ce matériel doit être remplacée pendant cette durée.

Parmi les causes de la détérioration du rendement figurent :

- le vieillissement;
- la durée d'exploitation;
- les modes d'exploitation (p. ex., cycles de marche-arrêt); et
- les contraintes (température et pression de fonctionnement élevées).

Les éléments constitutifs du matériel se détériorent en raison d'un certain nombre de phénomènes qui peuvent dépendre du procédé de production de l'électricité, comme l'indique la Figure 10–2.

Le plan de remise en état regroupe un ensemble de programmes importants permettant de rétablir un rendement qui s'est gravement détérioré, d'améliorer ce rendement ou de respecter de nouvelles exigences.

La baisse de la fiabilité d'une centrale est un indice de la détérioration du matériel. La Figure 10–3 fait état de la tendance type de l'indisponibilité des centrales en raison du vieillissement. Au cours de leur fonctionnement normal, la plupart des biens d'équipement respectent une tendance de base en matière de fiabilité, que l'on désigne couramment sous le nom de «courbe de la baignoire».

La remise en état permet de réaliser des gains potentiels de fiabilité, comme l'indique la Figure 10–3.

Améliorations des installations en place

L'exploitation d'une centrale suscite des occasions qui permettent de réduire les coûts tout en améliorant l'efficacité et en augmentant la production d'électricité. Les travaux d'amélioration peuvent également porter sur le rendement en matière d'environnement ou de sécurité.

Voici des exemples d'améliorations apportées à des installations existantes :

- Installation de nouveaux appareils de conditionnement des gaz de combustion pour accroître le captage des particules de cendre

en suspension dans les précipitateurs et permettre l'utilisation du charbon à faible teneur en soufre. À l'heure actuelle, Ontario Hydro installe ces appareils dans toutes les centrales de Lambton, Nanticoke et Lakeview.

- Récemment, les groupes turbo-alternateurs de la centrale nucléaire Bruce A ont été modifiés afin d'augmenter de 400 MW la puissance de la centrale. Grâce à cette modification, les turbines peuvent utiliser l'excédent de vapeur auparavant destiné à la production de l'eau lourde.
- Depuis le milieu des années 1970, des travaux ont été réalisés en continu afin d'accroître la puissance des centrales hydroélectriques en place.

PLAN DE REMISE EN ÉTAT DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Comme l'indique la Figure 10–4, nombre des centrales hydroélectriques construites au début des années 1900 sont sur le point d'atteindre la fin de leur durée utile de 90 ans. Presque toute leur capacité de production devrait être remise en état ou réaménagée de façon permanente, afin de continuer d'utiliser cette source d'énergie renouvelable.

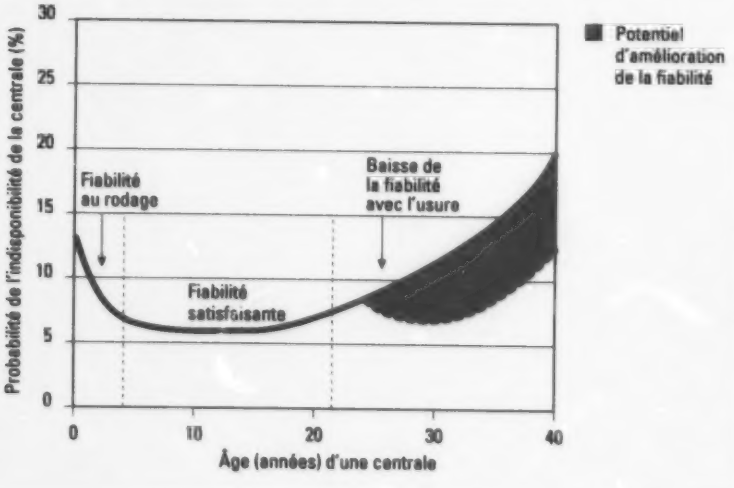
Il existe quatre programmes de remise en état des centrales hydroélectriques :

- Le programme d'évaluation et de modernisation des petites centrales hydroélectriques
- Le programme de modernisation des turbines
- Le programme d'amélioration du contrôle des procédés
- Le programme d'évaluation de la sécurité des barrages

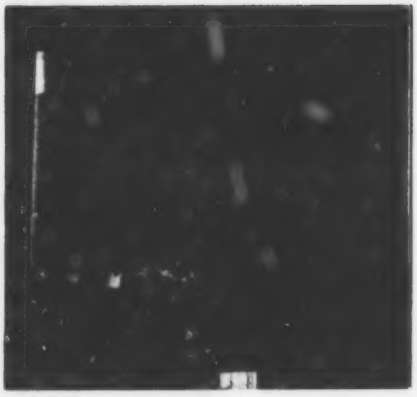
Programme d'évaluation et de modernisation des petites centrales hydroélectriques

Trente-sept des 68 centrales hydroélectriques ont une puissance unitaire de 10 MW ou moins. Lancé en 1988, le Programme d'évaluation et de modernisation des petites centrales

Figure 10–3 **Tendance de la fiabilité d'une centrale**



Remise en état de la centrale de Meyersberg.



La centrale Hearn

hydroélectriques (PÉMPCH) vise à évaluer l'état de ces installations et à repérer les problèmes potentiels connexes. Cette évaluation comprend une analyse technique et financière de tous les aspects de l'installation : structure, matériel, accessibilité de l'eau et production énergétique potentielle. Des recommandations sont formulées afin de remettre en état, de réaménager ou de réformer chaque installation. Les recommandations énoncées dans le cadre de ce programme seront mises en oeuvre sur une durée de 20 ans.

Programme de modernisation des turbines

Ce programme a été lancé en 1974 afin de repérer et de moderniser les centrales sous-développées (débit élevé par rapport à la capacité de production de la centrale) ou sous-utilisées (piètre efficacité des turbines). Quelque 51 centrales ont ainsi été modernisées; dans la plupart des cas, les roues ont été remplacées ou l'angle des aubes a été modifié. Ces travaux ont permis d'accroître de plus de 300 GWh la production annuelle moyenne d'énergie et d'environ 272 MW la puissance installée. Les travaux de modernisation qui pourraient permettre d'accroître la puissance et l'énergie font l'objet d'études continues.

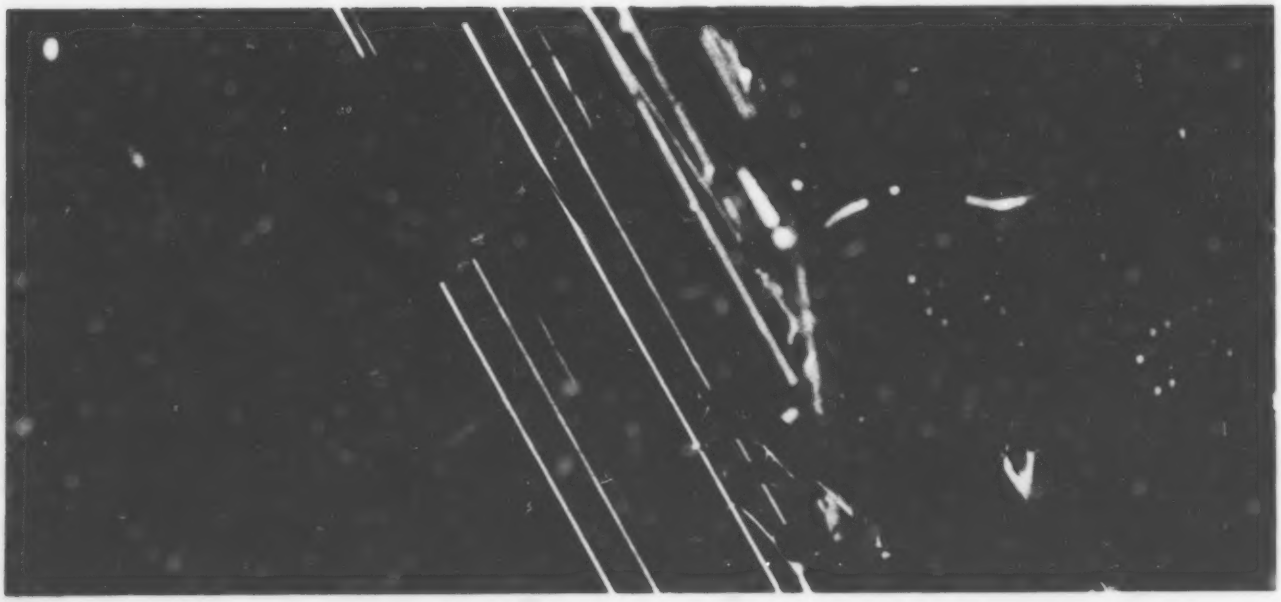
Programme d'amélioration du contrôle des procédés

Ce programme porte sur l'installation d'appareils et de matériel de contrôle modernes dans les centrales hydroélectriques. Ce programme vise :

- à améliorer la fiabilité;
- à réduire les frais d'exploitation;
- à améliorer la souplesse d'exploitation grâce à un matériel de contrôle plus efficace.

Programme d'évaluation de la sécurité des barrages

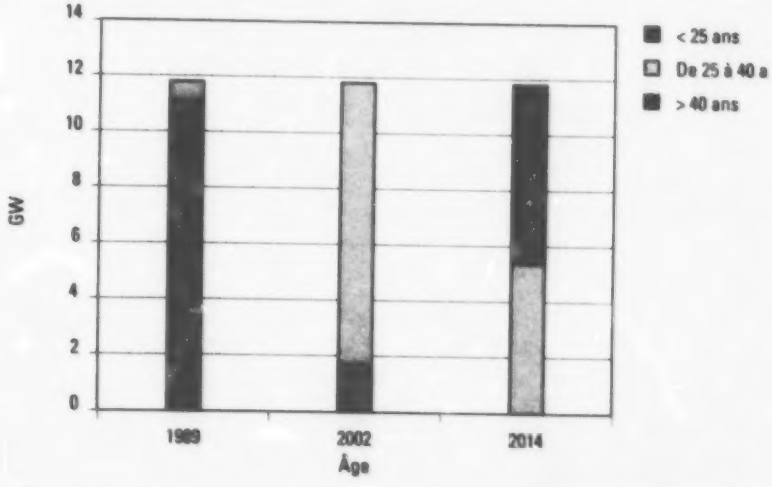
Ce programme est également en cours de réalisation. Il vise à assurer la sécurité et la fiabilité des barrages, des réservoirs et des



Surveillance des rejets. La modernisation des épurateurs est un élément essentiel du plan de remise en état.

Âge (années)	1989 Nombre de groupes	1989 Puissance (MW)	2014 Nombre de groupes	2014 Puissance (MW)
De 0 à 25	18	1 398	0	0
De 26 à 50	107	4 048	18	1 396
De 51 à 75	88	970	107	4 048
76 ou plus	54	78	140	1 048

Figure 10–5 **Âge de la capacité actuelle de production d'électricité d'origine fossile**



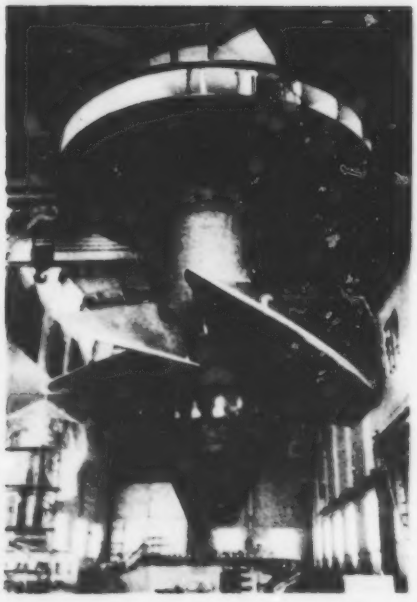
aménagements hydrauliques d'Ontario Hydro. Des travaux de remise en état seront entrepris en fonction des résultats de ce programme.

PLAN DE REMISE EN ÉTAT DES CENTRALES À COMBUSTIBLE FOSSILE

Comme l'indique la Figure 10–5, une grande partie de la production d'électricité d'origine fossile d'Ontario Hydro a déjà atteint ou est sur le point d'atteindre la moitié de sa durée utile prévue de 40 ans, et commence par conséquent à subir les effets du vieillissement. Ces effets découlent à la fois du nombre d'années de service, du total des heures d'exploitation et du nombre de mises en marche-arrêts de la centrale. Ces effets sont fonction de l'exposition à des températures et à des pressions élevées et aux variations de ces facteurs. Les cycles thermiques, qui amènent des changements constants de température et de pression, ont également une incidence sur les effets de vieillissement. Les centrales à combustible fossile subissent, en raison des remises en marche et des arrêts constants, de nombreux cycles thermiques, parce qu'elles doivent assurer les charges de pointe et intermédiaire, en plus de suppléer les pénuries de production créées pendant la mise en réserve d'autres centrales. En outre, les hausses et les baisses de la production de l'électricité en fonction des variations de la demande de la journée donnent lieu à des cycles thermiques réduits, mais plus fréquents.

Selon les résultats antérieurs, la détérioration de la fiabilité du matériel et de la centrale s'accentue quand cette centrale a atteint le cap des 100 000 heures de fonctionnement et a connu environ 1 000 cycles de mises en marche-arrêts. Parmi les grandes centrales de production d'électricité d'origine fossile du réseau global d'électricité, les centrales de Lakeview et de Lambton ont franchi ces seuils d'exploitation et de remise en marche-arrêt.

La fiabilité des centrales de production d'électricité d'origine fossile s'est détériorée au cours des dernières années. Les installations de Lakeview fonctionnent depuis 20 à 27 ans



La modernisation des groupes turbo-alternateurs des centrales hydroélectriques a permis d'accroître la production d'énergie.

et leur fiabilité a considérablement diminué récemment. Dans une moindre mesure, la fiabilité des installations de Lambton s'est également repliée.

Plan de réduction des émissions acides

Selon le règlement adopté par le gouvernement de l'Ontario afin de faire échec aux émissions acides d'Ontario Hydro, cette dernière doit réduire ses émissions en trois étapes, qui sont décrites au chapitre 4.

À long terme, la démarche respectée par Ontario Hydro pour lutter contre ces émissions consiste à mettre au point différentes solutions et à mettre en oeuvre les solutions les mieux adaptées, selon les modalités et dans les cas nécessaires. Ces solutions peuvent être classées en quatre grandes catégories : réduction de l'utilisation du charbon, réduction de la teneur en soufre du combustible, mise au point de technologies de combustion propre pour le charbon, et mise en place d'une technologie de lutte contre les émissions. Chacune de ces options est examinée de façon continue.

Ontario Hydro a engagé des dépenses d'immobilisations pour l'installation d'appareils de conditionnement des gaz de combustion dans les centrales au charbon de Lambton, Nanticoke et Lakeview. Grâce à ces appareils, les centrales pourront consommer du charbon à plus faible teneur en soufre, ce qui aura pour effet de réduire les émissions acides, et les particules de cendre en suspension seront captées dans les précipitateurs. Ontario Hydro pourra ainsi se conformer à la limite réglementaire d'émissions au début des années 1990 et ultérieurement.

De 1985 à 1987, des brûleurs modifiés ont été installés à Nanticoke afin de réduire d'environ 35 % les émissions d'oxyde d'azote (NO_x) de la centrale. D'autres modifications devraient être apportées au procédé de combustion pour la lutte contre les émissions de NO_x à Nanticoke et dans d'autres centrales.

Le gouvernement de l'Ontario a récemment approuvé le Programme des évaluations

Au fur et à mesure qu'elles vieillissent, les centrales doivent être réparées et remises en état.

environnementales d'Ontario Hydro pour la lutte contre les émissions acides; ce programme facilite l'installation d'épurateurs dans les grandes centrales à combustible fossile. L'installation de la première paire d'épurateurs sur deux groupes de 500 MW à Lambton d'ici à 1994 fait déjà l'objet d'un engagement financier.

La nature des mesures contre les émissions acides et le moment de leur implantation dépendront des différentes solutions retenues pour l'accroissement de l'offre et le ralentissement de la demande. Le lecteur trouvera au chapitre 15 de plus amples renseignements sur les installations de lutte contre les émissions acides en fonction des différents plans.

Plan de remise en état des centrales à combustible fossile

Au milieu des années 1980, Ontario Hydro a entrepris des études visant à évaluer l'état des centrales à combustible fossile, en raison de la baisse de la fiabilité de ces centrales et de l'inquiétude soulevée par la possibilité de leur mise au rancart définitive. La fermeture prématurée des centrales existantes augmenterait les besoins à court terme pour ce qui est de l'offre et diminuerait la capacité de production du réseau en place.

Remise en état de la centrale de Lakeview

En 1986, une étude a porté sur l'évaluation de l'état de la centrale de Lakeview. La remise en état de cette centrale a fait l'objet d'un examen et d'une comparaison avec d'autres solutions. Cette solution est économique et permettra aux huit groupes de fonctionner en moyenne jusqu'en 2006, époque à laquelle ils auront atteint la fin de leur durée utile de 40 ans. En mars 1989, le conseil d'administration d'Ontario Hydro a approuvé la remise en état de cette centrale au cours de la période de 1990 à 1994.

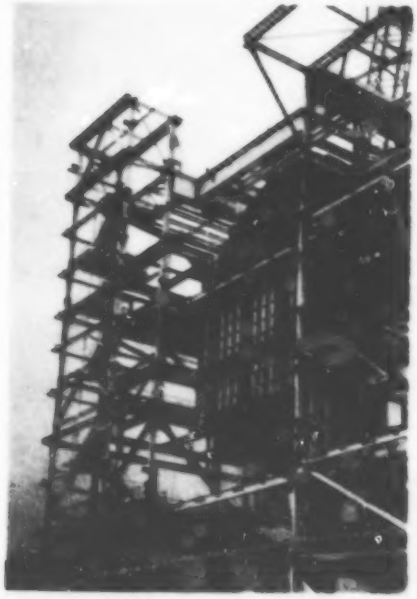
Remise en état de la centrale de Lambton

Une étude se déroule à l'heure actuelle afin de connaître l'état des appareils et des éléments de cette centrale. Cette étude permettra de définir les travaux de remise en état nécessaires pour inverser la tendance à une fiabilité décroissante. Selon leur ampleur, ces travaux seraient réalisés au cours de la période de 1992 à 1995, parallèlement à l'installation d'épurateurs.

Autres centrales à combustible fossile

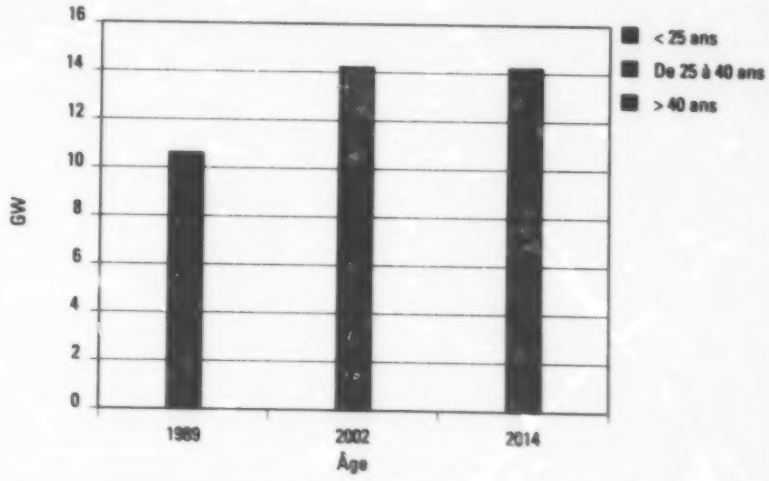
Les groupes de la centrale de Nanticoke ont été mis en service entre 1972 et 1978. On étudie à l'heure actuelle d'autres solutions pour assurer la durée utile prévue de 40 ans de cette centrale.

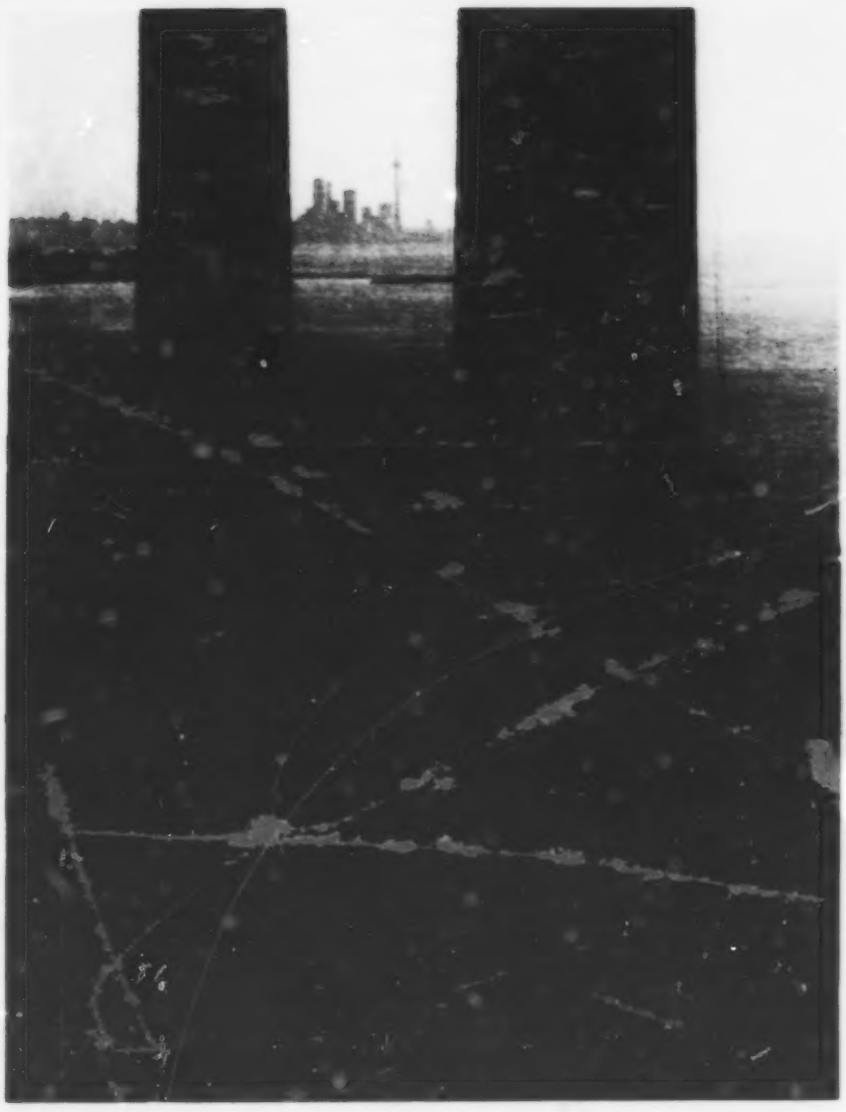
Les centrales de Lennox, Thunder Bay 2 et 3 et Atikokan ont été installées à la fin des années 1970 et au début des années 1980. Parce que ces centrales sont relativement nouvelles, il n'est pas nécessaire de prévoir de plans de remise en état particuliers avant un certain temps.



L'installation d'un épurateur entraîne d'importants travaux.

Figure 10-6 **Âge de la capacité nucléaire en place et engagée**





Réparation des cheminées de la centrale de Lakeview.

PLAN DE REMISE EN ÉTAT DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Dans l'ensemble, les centrales nucléaires sont moins vieilles que les centrales hydroélectriques ou à combustible fossile, comme l'indique la Figure 10–6.

Les centrales CANDU sont moins soumises à la détérioration matérielle que les centrales à combustible fossile, puisqu'elles sont moins soumises aux cycles thermiques et qu'elles fonctionnent à des températures et à des pressions nettement inférieures. Cependant, certains éléments du réacteur fonctionnent dans un milieu radioactif qui représente une cause de détérioration.

La disponibilité des réacteurs nucléaires anciens a régressé au cours des dernières années. Cette tendance s'explique essentiellement par la nécessité de remplacer les tubes de force des canaux de combustible.

Deux grands programmes de remise en état de centrales nucléaires sont en cours de réalisation :

- la remise en état des canaux de combustible; et
- le programme d'assurance de la durée de vie des centrales nucléaires.

Remise en état des canaux de combustible

Un programme complet de remise en état des canaux de combustible existe depuis 1984. Ce programme comprend trois grandes catégories :

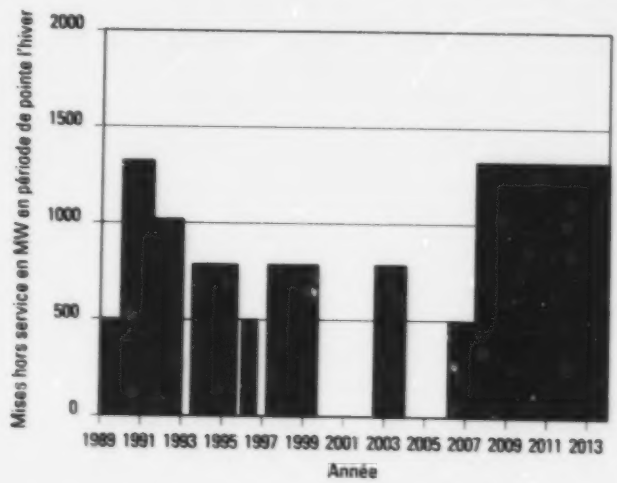
- le repositionnement des raccords et des paliers d'extrémité (REFAB)

En raison de la radioactivité dans le canal de combustible du réacteur, les tubes de force allongent. Le programme REFAB a pour but de raffermir les raccords et les paliers d'extrémité de ces tubes.

- le remplacement des canaux de combustible à grande échelle (RCCGÉ).

Les tubes de force ne sont pas conçus pour la vie utile complète des centrales. Étant donné la détérioration métallurgique qu'ils subissent

Figure 10–7 **Remise en état des canaux de combustible (centrales nucléaires)**



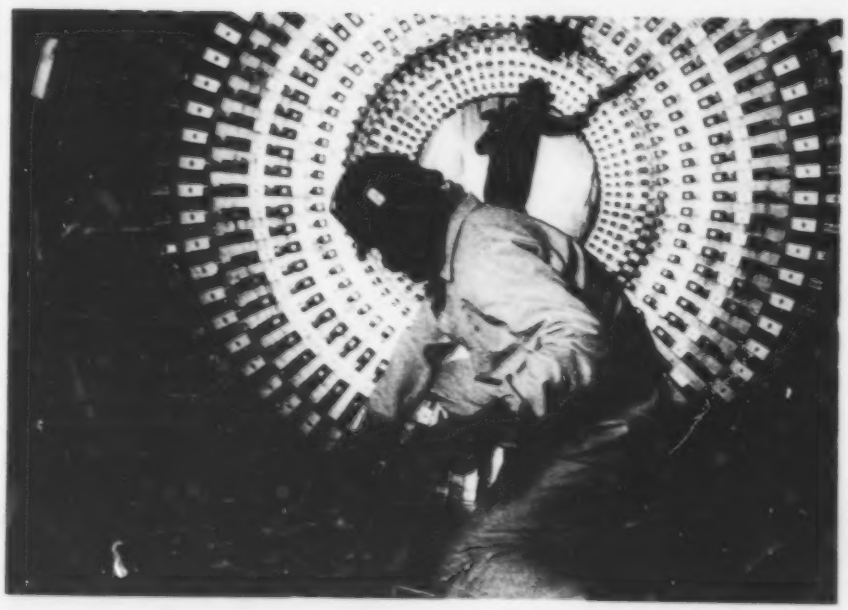
avec le temps, les tubes de force des réacteurs doivent être remplacés en totalité ou en partie importante au cours de la durée utile prévue de 40 ans des centrales.

- la localisation et le repositionnement des supports (SLAR).

Les canaux de combustible des réacteurs comprennent des tubes de force et de guidage qui sont séparés par des entretoises (bagues-supports). Dans certains réacteurs plus anciens, on a constaté que ces entretoises s'étaient déplacées. Ce programme vise à inspecter, à localiser et, dans les cas nécessaires, à repositionner ces entretoises, qui ne présentent cependant pas de difficulté dans les nouveaux modèles de réacteur comme ceux que l'on retrouve à Bruce B et à Darlington.

Ces trois programmes peuvent s'appliquer à chacune des centrales, selon la conception du matériel d'origine, les matériaux utilisés, l'expérience acquise à la suite des travaux de remise en état et grâce à une meilleure compréhension du mécanisme qui définit la durée utile des canaux de combustible.

La Figure 10–7 donne un aperçu du calendrier des travaux de remise en état des canaux de combustible, en plus de présenter les mises hors service prévues au cours des périodes de pointe hivernales de 1989 à 2014.



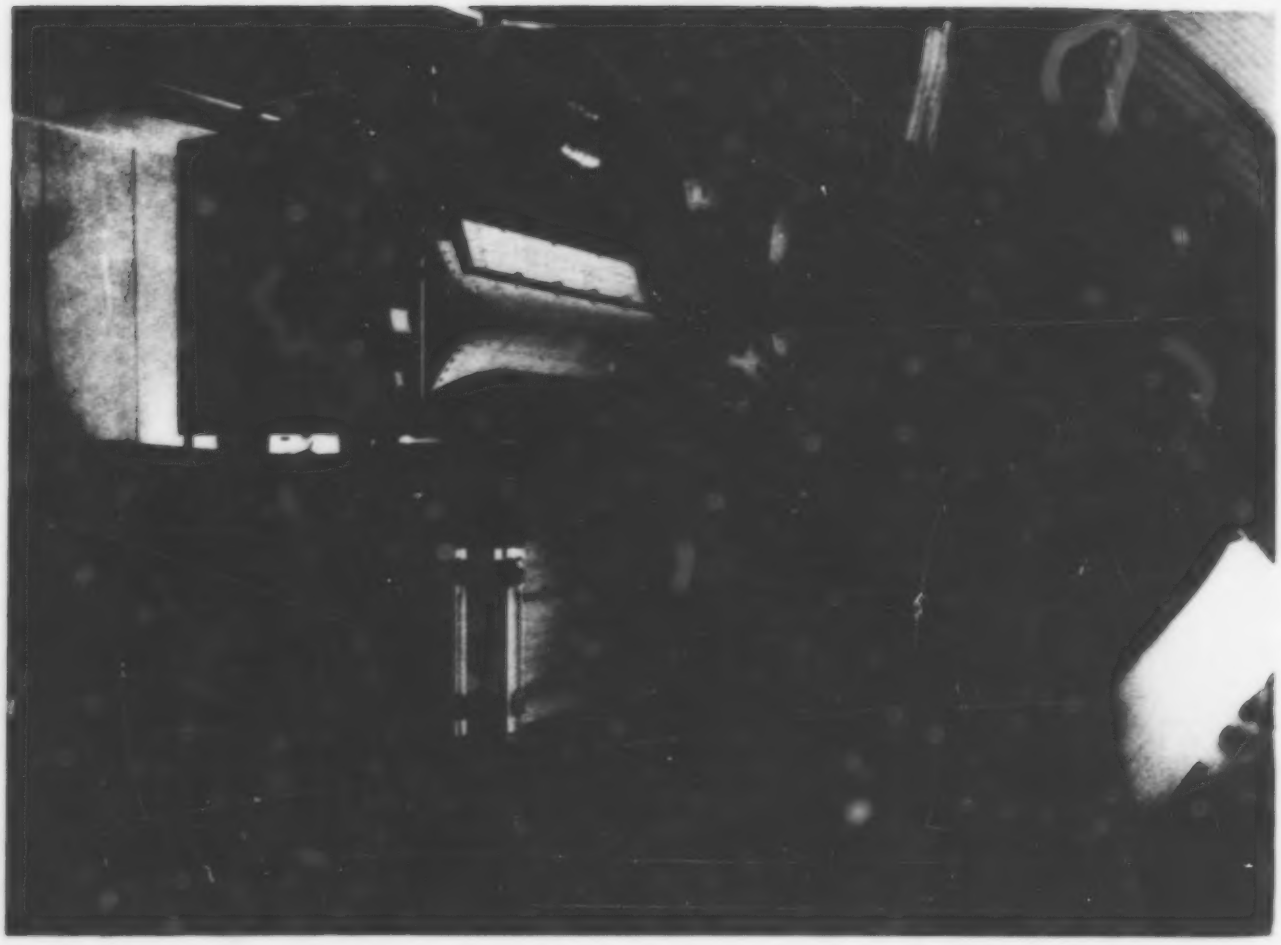
Ces travailleurs réparent un alternateur à la centrale nucléaire de Pickering.

Assurance de la durée utile des centrales nucléaires

Un programme d'assurance de la durée utile des centrales nucléaires a été lancé afin de définir des projets particuliers (dans des secteurs distincts des canaux de combustible) pour soutenir la durée utile prévue des centrales nucléaires.

Voici trois exemples de l'application de ce programme :

Aux États-Unis et dans d'autres pays, il aura fallu remplacer le générateur de vapeur de centrales nucléaires. Jusqu'à maintenant, les générateurs de vapeur des centrales CANDU d'Ontario Hydro ont affiché un rendement satisfaisant. Il pourrait s'avérer nécessaire de les remettre en état. Cependant, ce besoin n'a pas encore été confirmé.



Surveillance des émissions de dioxyde de soufre.

Il faudra remplacer certains systèmes de régulation avant la fin de la durée d'exploitation des centrales.

Ontario Hydro examine à l'heure actuelle les améliorations à apporter éventuellement à Pickering; il se pourrait que ces améliorations permettent d'accroître la puissance d'environ 100 MW, soit 3 % de la puissance de la centrale.

CENTRALES MISES EN RÉSERVE

L'accroissement de la demande d'électricité pourrait être ralenti par un revirement de la conjoncture économique. La mise en réserve de groupes de production, afin de les protéger pour leur utilisation ultérieure, permettrait d'économiser des frais d'approvisionnement en combustible, d'exploitation et d'entretien, en plus de constituer un moyen de s'adapter au ralentissement de la croissance de la demande. Ces groupes seraient ensuite remis en service moyennant un préavis de un à deux ans, si la demande d'électricité le justifie.

Les groupes mis en réserve appartiennent à deux grandes catégories :

- Les groupes anciens, sur le point d'atteindre la fin de leur durée utile, et dont les frais d'approvisionnement en combustible, d'exploitation et d'entretien sont élevés, comme dans le cas de Hearn et de Keith; et
- Les groupes nouveaux, dont les frais d'approvisionnement en combustible sont élevés, par exemple Lennox.

À l'époque de l'excédent de production, au début des années 1980, les centrales à combustible fossile Hearn (charbon et gaz), Keith (charbon) et Thunder Bay 1 (charbon) ont été mises en réserve. Ces centrales sont relativement petites, moins économes et

nécessitent plus de main-d'oeuvre par MW de puissance que les autres centrales à combustible fossile en exploitation à l'heure actuelle. La centrale au mazout de Lennox a été mise en réserve au début des années 1980 en raison d'un excédent de l'offre d'électricité et des frais relativement élevés d'approvisionnement en combustible pour cette centrale.

À court terme, selon la courbe prévisionnelle médiane, il ne sera sans doute pas nécessaire de faire appel aux installations mises en réserve, comme Hearn et Keith, pour assurer la fiabilité de l'offre. Cependant, il pourrait être plus avisé de maintenir ces installations anciennes en réserve afin d'assurer la souplesse nécessaire pour répondre à la demande qui s'inscrit dans la plage comprise entre les courbes médiane et supérieure, de même que pour faire face à l'incertitude de l'avenir. Cette incertitude porte notamment sur l'évolution de l'accroissement de la consommation, les ruptures d'approvisionnement en combustible, les pénuries d'eau et les pannes longues et imprévues des principales pièces d'équipement. La centrale Thunder Bay 1 est implantée dans le Nord-Ouest de la province, région où le transport est soumis à des limites, ce qui pourrait influencer la date de remise en service de cette centrale.

Dans les scénarios d'étude de l'offre et de la demande, les centrales mises en réserve apportent à Ontario Hydro une certaine souplesse, notamment en ce qui concerne la courbe supérieure.

Les deux exemples ci-après témoignent des avantages de la mise en réserve de centrales.

La centrale au mazout de Lennox a été mise en réserve à cause des coûts élevés d'approvisionnement en combustible, plutôt qu'en raison de sa vétusté. Il s'agit là d'un exemple de mise en réserve qui apporte au réseau la souplesse nécessaire pour s'adapter à l'évolution de la situation. En l'espace de sept mois, deux groupes de 550 MW ont été remis en service pour la période de pointe de l'hiver 1987–1988, afin de répondre à l'accroissement de la demande d'électricité.

Figure 10-8 **Plan de remise en état**

Programme	Lancement prévisible	Achèvement	Observations
Production hydraulique			
Programme d'évaluation et de modernisation des petites centrales hydroélectriques	**1988**	**20 ans**	**Trente-sept petites centrales; remise en état de deux centrales par an.**
Programme de modernisation des turbines	1974	En continu	Modernisation de 51 groupes, pour un supplément de 272 MW à ce jour; quelque 67 groupes pourront être modernisés.
Programme d'amélioration du contrôle des procédés	**1989**	**10 ans**	**Amélioration de la fiabilité et meilleure utilisation de l'eau pour la production d'électricité.**
Programme d'évaluation de la sécurité des barrages	1986	10 ans	Outre les centrales hydroélectriques, il existe environ 280 installations hydrauliques connexes.
Production fossile			
Réduction des émissions acides			
Dioxyde de soufre :			
Appareils de conditionnement des gaz de combustion à utiliser de pair avec le charbon à faible teneur en soufre	1990	Jusqu'en 1994	Travaux autorisés pour Lambton, Nanticoke et Lakeview.
Épurateurs	1994	En continu	Première paire d'épurateurs en service au début de 1994 dans deux groupes de 500 MW de Lambton. D'autres groupes pourraient être modernisés au besoin, afin de répondre à la demande.
Oxyde nitreux :	**1985–1987**	**Jusqu'au milieu ou à la fin des années 1990**	**Deux brûleurs à faible rejet de NO_x ont été installés à Nanticoke. Nouvelles modifications du procédé de combustion prévues pour Nanticoke et d'autres grandes centrales fossiles.**
Remise en état de Lakeview	1990	Jusqu'en 1994	Projet autorisé et travaux en cours pour la remise en état des huit groupes (2 286 MW) pour exploitation continue jusqu'en 2006.
Remise en état de Lambton	**1992**	**Jusqu'en 1995**	**Étude en cours pour définir les travaux de remise en état afin de soutenir la durée utile de 40 ans de la centrale (2 100 MW).**
Autres centrales à combustible fossile		Jusqu'au milieu ou à la fin des années 1990	Programmes particuliers à mettre au point pour assurer la durée de 40 ans des centrales

Programme	Lancement prévisible	Achèvement	Observations
Production nucléaire			
Remise en état du canaux de combustible			
Pickering 1 et 2	Achevé		Remise en service des tranches.
Pickering 3 et 4	**1989**	**Jusqu'en 1991**	**Étalement des travaux afin de réduire le nombre**
Bruce 1–4	1990	Jusqu'en 2007	de tranches hors service au même moment.
Pickering 5–8	**1991**	**Jusqu'en 2011**	
Bruce 5–7	2009	Jusqu'en 2013	
Assurance de la durée utile des centrales nucléaires	En continu		Mise au point de programmes particuliers pour soutenir la durée utile de 40 ans de centrales nucléaires.
Divers	**En continu**		**Système de régulation.** **Il peut s'avérer nécessaire de remettre en état des générateurs de vapeur. Accroissement possible de la production des tranches de Pickering.**

Remarque : Toutes ces dates sont préliminaires, elles seront précisées au fur et à mesure de la définition de l'étendue des travaux.

compte tenu des limites imposées à la capacité et au transport. Un autre groupe a été remis en service pour l'hiver 1988–1989. En raison de l'accroissement vigoureux et soutenu de la demande d'électricité et d'autres limites du réseau, on remet actuellement en service le dernier des quatre groupes de cette centrale, pour l'hiver 1989–1990.

La centrale Hearn de 1 180 MW, à Toronto, et la centrale Keith de 256 MW, à Windsor, toutes deux mises en réserve, constituent une protection contre l'accroissement continu et vigoureux de la charge et les autres éventualités du réseau. Selon les estimations actuelles, le délai de remise en service de certains des groupes les plus importants de la centrale Hearn est de l'ordre de 12 à 18 mois.

La centrale Hearn, qui peut fonctionner au gaz, constitue également une mesure de protection contre les émissions acides, dans les cas où l'exploitation de la centrale au charbon est limitée par les règlements sur les émissions acides.

RÉAMÉNAGEMENT

Par définition, le réaménagement ne s'inscrit pas dans le cadre des travaux de remise en état. Il s'agit de la réutilisation d'un site existant de pair avec une nouvelle centrale ou de l'aménagement d'une installation nouvelle pour poursuivre l'utilisation d'une ressource hydraulique existante.

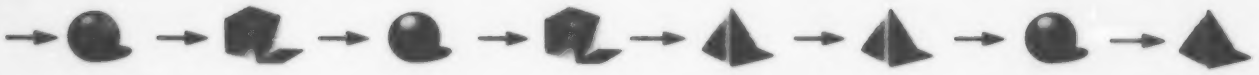
Nombre des solutions de production d'énergie hydraulique définies dans le Plan des ressources hydrauliques consistent en des réaménagements, comme l'indique le chapitre 12. Le réaménagement peut consister en un accroissement de la capacité de production de la centrale. Des études continues permettront de cerner les besoins de réaménagement, par la reconstruction ou l'agrandissement des centrales existantes, ou encore par l'implantation d'installations de production ailleurs dans le réseau de cours d'eau.

Le réaménagement des centrales existantes s'inscrit dans le cadre du Plan d'accroissement de l'offre exposé au chapitre 15.

Le réaménagement sera étudié et évalué avec d'autres solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande pour permettre de répondre à la demande d'énergie pour l'avenir, dans les cas où des installations de production deviendront désuètes au plan technique ou financier. Le réaménagement peut apporter un certain nombre d'avantages, notamment une réduction des coûts ou des délais de mise en production, et l'utilisation maximale des ressources en place, par exemple l'eau, les terres, les lignes de transport, les droits de passage et les immeubles.

RÉSUMÉ DES PLANS DE REMISE EN ÉTAT

La Figure 10–8 donne un aperçu des plans de remise en état des installations existantes pour la production hydraulique, fossile et nucléaire. Les éléments de ces plans sont présentés sous forme de tableau à la Figure 10–9. ▲



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

11 BESOIN DE NOUVELLES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

Le présent chapitre vise à exposer les besoins de nouvelles solutions d'accroissement de l'offre en comparant la prévision de la charge garantie calculée dans le chapitre 9 et la puissance garantie établie dans le chapitre 4.

Le réseau devra être doté d'une puissance garantie suffisante pour respecter la prévision de la charge garantie.

Courbe prévisionnelle médiane : besoin de nouvelles sources d'approvisionnement d'ici à 1997

La Figure 11–1 représente la prévision médiane de la charge garantie, selon la puissance garantie du réseau en place. Cette figure fait état de l'accroissement du besoin de nouvelles solutions pour répondre à la demande. Ce besoin se calcule en soustrayant de la prévision de la charge garantie la puissance du réseau en place. La demande commence à dépasser l'offre en 1997.

Au chapitre 5, la date du besoin de solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande est fixée à 1993 pour la prévision médiane. Les solutions de ralentissement de la demande permettent de reporter le besoin de nouvelles solutions d'accroissement de l'offre de quatre ans, soit jusqu'en 1997.

Courbes prévisionnelles supérieure et inférieure :

Les Figures 11–2 et 11–3 présentent les nouvelles solutions nécessaires d'accroissement de l'offre pour les courbes supérieure et inférieure.

Le besoin de nouvelles solutions est particulièrement impératif dans le cas de la courbe supérieure.

Offre nécessaire - capacité

L'offre nécessaire, représentée à la Figure 11–1, désigne la puissance maximale appelée que permettront de satisfaire les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre. Cependant, la puissance garantie de ces solutions nécessite une réserve de garantie, comme nous l'expliquons au chapitre 4.

La Figure 11–4 indique la façon dont la capacité d'approvisionnement nécessaire intègre une réserve de garantie qui vient s'ajouter à la puissance garantie nécessaire. La capacité d'approvisionnement nécessaire passe à 2 GW en l'an 2000, à 13 GW en 2010 et à 19 GW en 2014.

La Figure 11–5 donne un aperçu de la capacité d'approvisionnement nécessaire pour certaines années, selon l'intervalle de prévision. Ces besoins comprennent la réserve de garantie.

La Figure 11–6 indique la capacité d'approvisionnement nécessaire pour l'intervalle de prévision.

Offre nécessaire - énergie

L'offre d'énergie nécessaire selon la courbe médiane est présentée à la Figure 11–7. Les nouveaux besoins en énergie se calculent en soustrayant, de la prévision de la charge primaire, la capacité garantie du réseau en place. L'offre d'énergie nécessaire sera satisfaite à partir de la production nouvelle, des achats et du redéploiement du réseau en place.

Figure 11–1 **Offre nécessaire – Puissance maximale appelée**

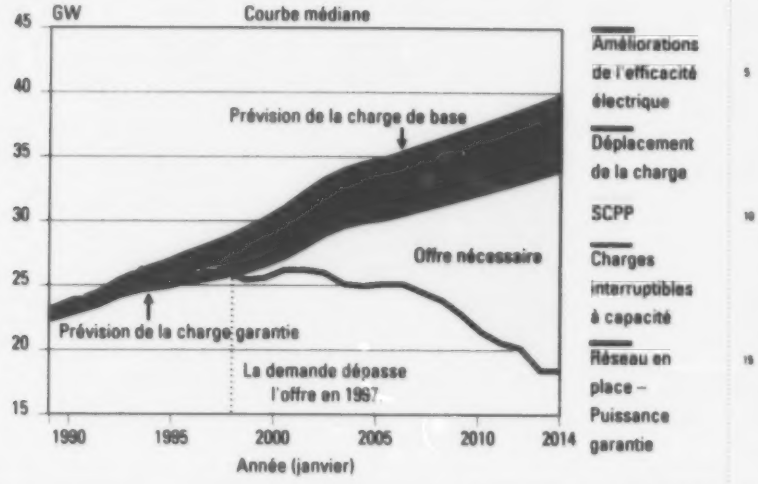


Figure 11–2 **Offre nécessaire – Puissance maximale appelée**

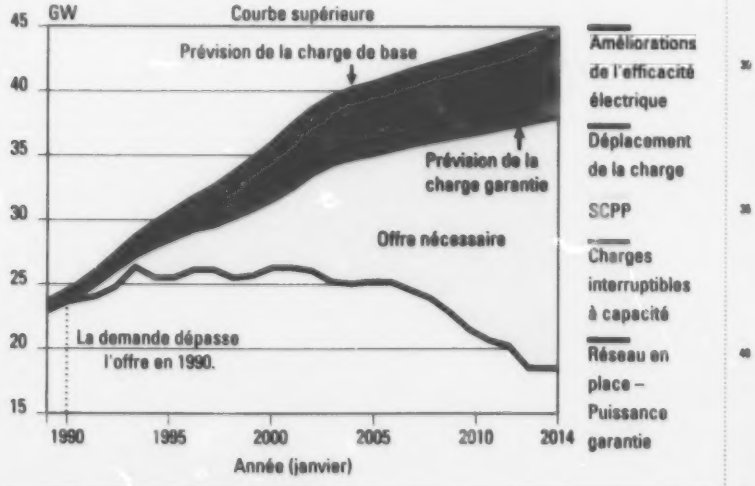


Figure 11–3 **Offre nécessaire – Puissance maximale appelée**

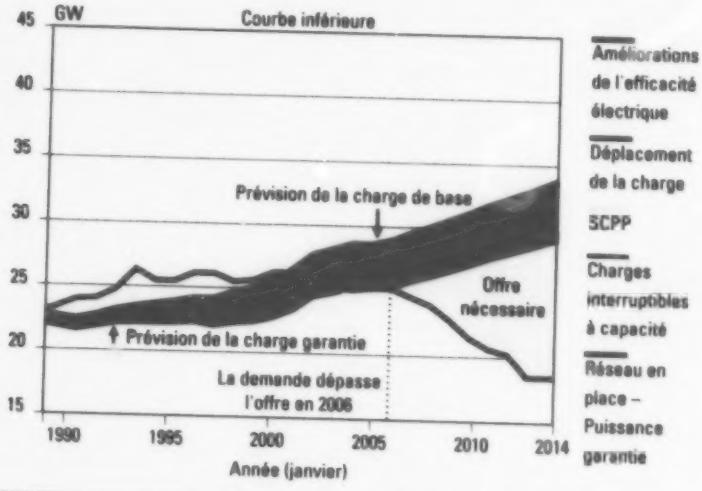
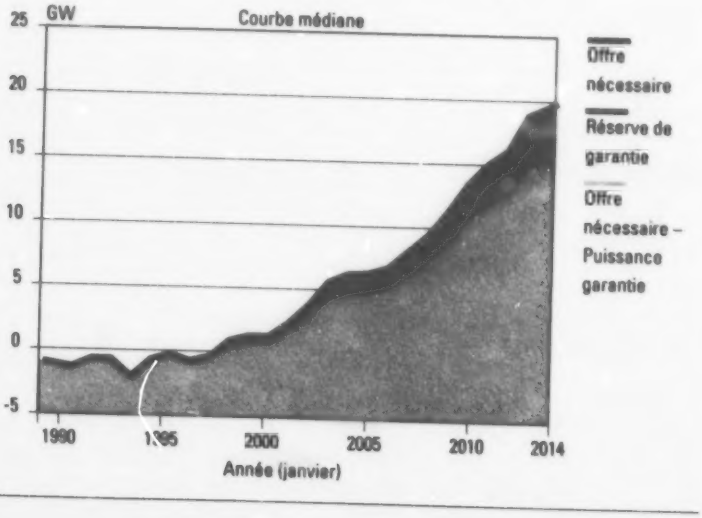


Figure 11–4 **Offre nécessaire – Puissance maximale appelée**



Les Figures 11–8 et 11–9 nous renseignent sur l'offre d'énergie nécessaire en fonction des courbes prévisionnelles supérieure et inférieure.

La Figure 11–10 expose sous forme de tableau, pour certaines années, l'offre d'énergie nécessaire pour l'intervalle de prévision.

La Figure 11–11 indique l'offre d'énergie nécessaire pour l'intervalle de prévision.

Dans le chapitre 12 qui suit, le lecteur pourra prendre connaissance des plans d'Ontario Hydro pour assurer une partie de la puissance nécessaire et de l'offre d'énergie indispensable, grâce à la mise en valeur du reste du potentiel hydraulique rentable de la province. ●

Offre nécessaire – Capacité, GW

Année	Prévision de la charge inférieure	Prévision de la charge médiane	Prévision de la charge supérieure
1990	0	0	0
1995	0	0	3,8
2000	0	1,6	6,7
2005	0	6,3	12,1
2010	7,0	13,4	18,6

Figure 11–6 **Offre nécessaire – Puissance maximale appelée**

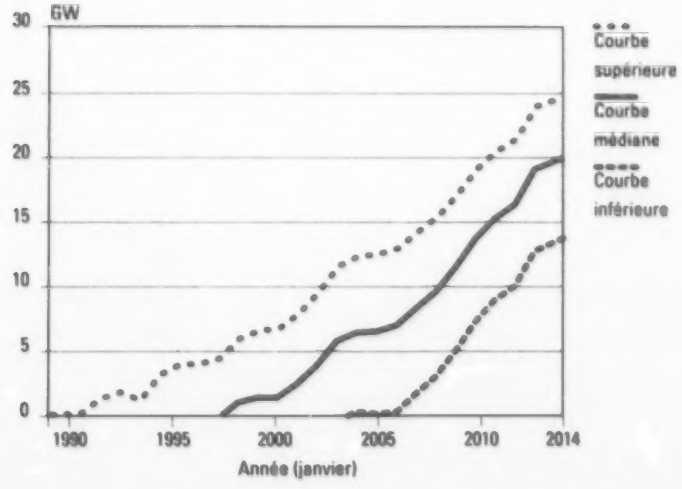
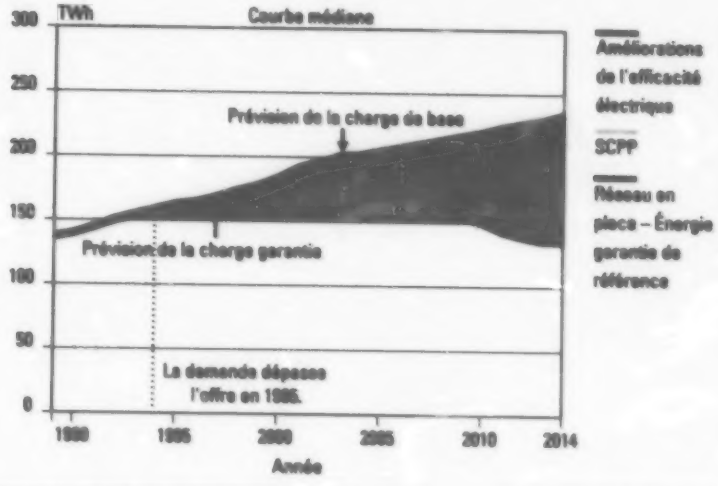
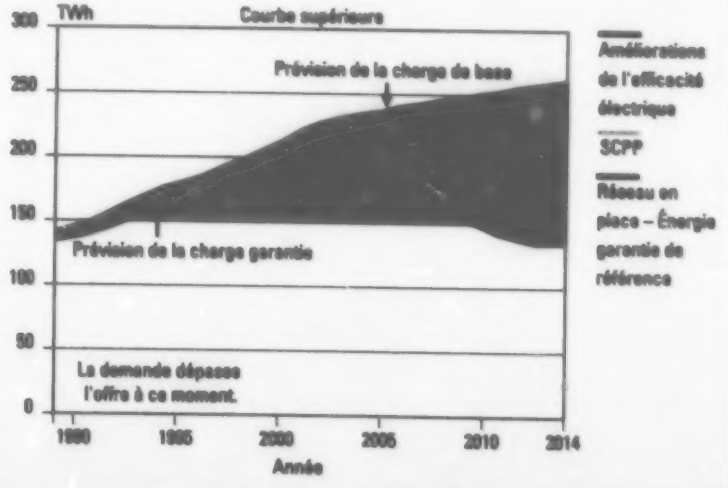


Figure 11–7 Offre nécessaire* – Demande annuelle d'énergie



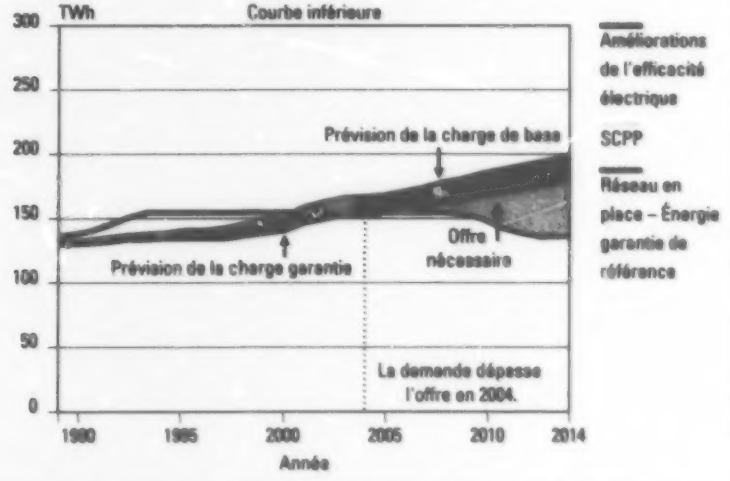
* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place.

Figure 11–8 Offre nécessaire* – Demande annuelle d'énergie



* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place.

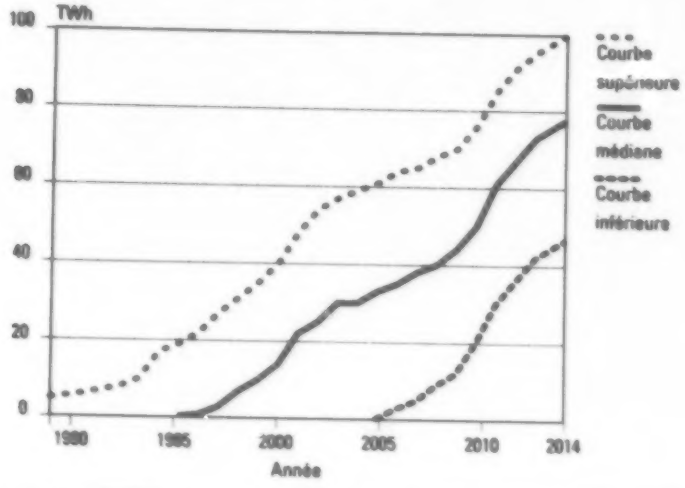
Figure 11–9 **Offre nécessaire* – Demande annuelle d'énergie**



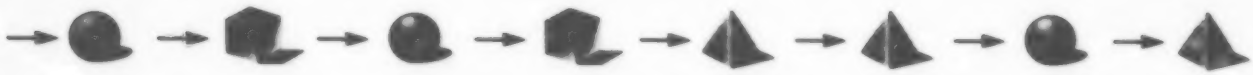
* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place.

	charge inférieure	charge médiane	charge supérieure
1995	0	2,8	18,7
2005	0,7	34,4	61,5
2014	45,6	77,6	98,6

Figure 11–11 **Offre nécessaire* – Demande annuelle d'énergie**



* À assurer par les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

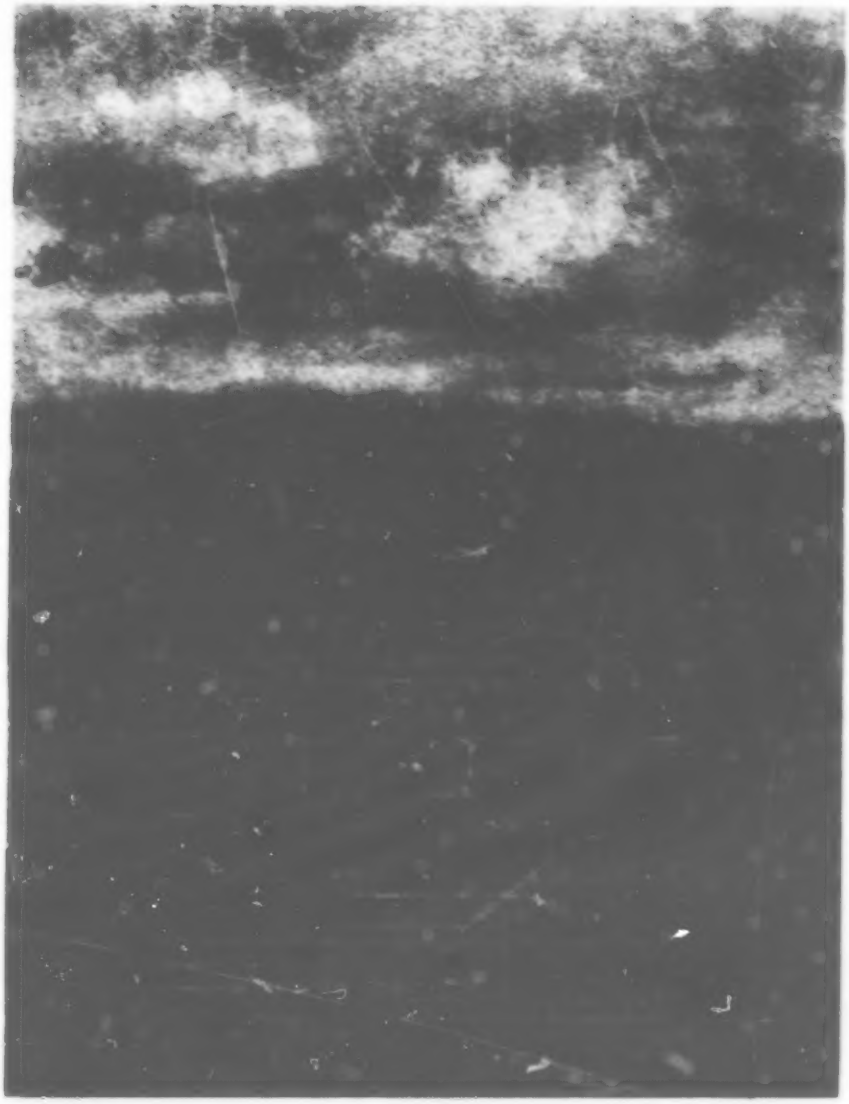
Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état



12 PLAN DES RESSOURCES HYDRAULIQUES

L'hydroélectricité joue un rôle prépondérant dans l'histoire de la province. Jadis, des moulins à eau étaient utilisés pour la production agricole et industrielle. Au fur et à mesure de l'urbanisation et de l'avancement de la technologie, les sites qui s'y prêtaient ont été convertis pour produire de l'électricité, plutôt que de la puissance mécanique.

Depuis la construction, en 1898, de la centrale DeCew Falls, l'Ontario peut compter, grâce aux centrales hydroélectriques, sur une source d'électricité renouvelable et à coût modéré. En créant, en 1906, l'Hydro-Electric Power Commission of Ontario, aujourd'hui devenue Ontario Hydro, le gouvernement de la province soulignait l'importance de la propriété, par le public, des moyens de production hydraulique à coût modéré, dont les avantages devaient rejaillir sur l'ensemble de la population. Jusqu'en 1951, Ontario Hydro a produit de l'électricité exclusivement à partir des chutes d'eau. Le lien entre l'eau et l'électricité est si solidement enraciné que le terme «hydro» est devenu synonyme d'électricité pour de nombreuses personnes dans la province.

Aux yeux du public, l'hydroélectricité demeure une véritable manne. Environ 17 % de la superficie de la province sont recouverts d'innombrables lacs et rivières quand on la parcourt à vol d'oiseau. Mais pour produire de l'électricité, l'eau doit s'écouler en volume suffisant et sur une distance assez importante pour créer une source d'énergie viable. En Ontario, les points qui comportent ces caractéristiques sont aujourd'hui très limités, puisque la plupart sont déjà aménagés.

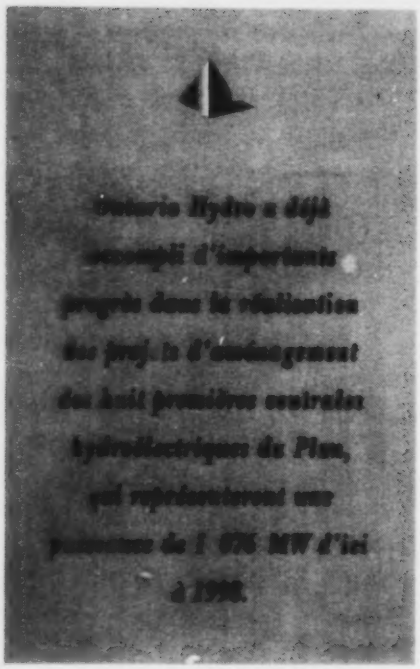
Même si l'hydroélectricité apportera un concours énorme dans la satisfaction des besoins énergétiques futurs de la province, le manque de sites viables et non aménagés limitera le rôle de cette forme d'énergie en Ontario. Cependant, parce qu'elle constitue une solution qui a fait ses preuves et qui consomme une énergie renouvelable, l'hydroélectricité continue d'être intéressante; voilà pourquoi elle fait l'objet d'une priorité absolue dans la planification d'Ontario Hydro.

Le Plan des ressources hydrauliques défini ci-après décrit l'engagement pris par Ontario Hydro en ce qui concerne l'aménagement harmonieux des sites hydrauliques de la province, dans le respect des limites imposées par la conjoncture et les questions techniques, environnementales et sociales. Ontario Hydro a déjà accompli d'importants progrès dans la réalisation des projets d'aménagement des huit premières centrales hydroélectriques du Plan, qui représenteront une puissance de 1 076 MW d'ici à 1998.

L'harmonisation des besoins en ressources est un élément essentiel du plan d'aménagement d'Ontario Hydro. Ce plan prévoit un rythme assez harmonieux en ce qui concerne les travaux de conception et de construction, ce qui aura pour effet de favoriser la réduction des coûts et de faire rejaillir des avantages économiques stables dans le Nord de la province.

CARACTÉRISTIQUES DES AMÉNAGEMENTS HYDRAULIQUES

Les principales caractéristiques d'exploitation des aménagements hydrauliques d'une centrale hydroélectrique, soit la puissance et sa production d'énergie annuelle, sont fonction des caractéristiques de son emplacement naturel. La puissance et l'énergie dépendent du débit d'eau existant et de la différence de



niveau entre l'eau d'amont et l'eau d'aval, soit sa hauteur de chute. Par conséquent, l'ensemble de la production d'énergie hydraulique dépend de l'emplacement de la centrale; seules quelques caractéristiques générales de la centrale peuvent être définies d'avance.

L'eau, soit le «combustible» d'une centrale hydroélectrique, peut être consommée selon le débit du cours d'eau, grâce à des turbo-alternateurs dont la taille est adaptée au débit moyen. C'est ce qu'on appelle une «centrale au fil de l'eau»†; ce type d'aménagement ne permet d'exercer qu'un contrôle limité sur le moment de production de l'énergie.

Toutefois, la plupart des sites repérés pour une mise en valeur seront mieux adaptés pour l'implantation de centrales de pointe, dont la puissance installée est nettement supérieure au débit moyen normalement permis par le cours d'eau. Grâce aux barrages, les centrales de pointe emmagasinent l'eau et la libèrent au besoin, ce qui permet de produire de l'énergie au moment où elle est utile. À une époque caractérisée par les situations d'urgence et les pannes de réseau, en raison par exemple des intempéries, on peut puiser à cette réserve d'eau pour permettre de produire de l'électricité en continu pendant plusieurs jours.

Les centrales hydroélectriques de pointe offrent une excellente souplesse d'exploitation. Chaque groupe de la centrale peut être arrêté et remis en marche assez rapidement, pour ainsi s'adapter à l'évolution de la demande imposée au réseau, qui varie à chaque heure, et même à chaque minute. Ces centrales s'harmonisent parfaitement avec les installations nucléaires et fossiles d'Ontario Hydro.

La réalisation d'une centrale hydroélectrique représente un ouvrage de génie civil important, qui donne lieu à des investissements considérables. Cependant, les travaux ne sont pas complexes au plan technique. Les délais nécessaires d'approbation, d'étude et de réalisation sont compris entre huit et dix ans. Ces délais sont inférieurs à ceux de certaines solutions d'accroissement de l'offre, par exemple l'énergie nucléaire; ils sont cependant supérieurs aux délais d'autres solutions, comme dans le cas des groupes à turbines à combustion.

Par rapport à d'autres solutions d'accroissement de l'offre, les centrales hydroélectriques représentent une solution à forte prépondérance en capitaux. Cependant, leur espérance de vie est longue : les nouvelles centrales sont évaluées en fonction d'une durée utile de 90 ans. Elles nécessitent également beaucoup moins d'entretien que les centrales au charbon et nucléaires, en plus d'être moins onéreuses en frais d'exploitation. On peut en effet les exploiter à distance, sans qu'il soit nécessaire de prévoir une surveillance sur place. Les sommes versées au gouvernement provincial au titre de redevances d'utilisation d'eau représentent les seuls frais d'alimentation.

Parce que la part de travail ontarien dans la conception, la réalisation et la fabrication du matériel est élevée, l'hydroélectricité concourt au développement économique. Les travaux de construction relatifs aux aménagements hydrauliques constituent des activités à forte prépondérance de main-d'oeuvre, ce qui crée un nombre considérable d'emplois pour de nombreuses années.

Même si l'hydroélectricité ne rejette pas de matières dangereuses pour l'environnement, l'aménagement d'une centrale hydroélectrique a des incidences écologiques. Les centrales hydroélectriques sont en effet implantées sur des cours d'eau utilisés par les autochtones, vacanciers, baigneurs, pêcheurs, industries et municipalités. Pour exercer leurs activités, ces consommateurs comptent sur la bonne qualité de l'eau, de même que sur un niveau et un débit suffisants. Les inondations causées par l'aménagement de barrages nouveaux et les variations du débit provoquées par l'exploitation des centrales en période de pointe suscitent des inquiétudes particulières. Aussi bien sous l'angle culturel que dans la perspective des revendications territoriales, les intérêts des autochtones peuvent également représenter une considération importante dans l'étude de chaque projet d'aménagement.

L'aménagement d'un barrage et d'un réservoir hydrauliques a pour effet d'inonder des terres et de modifier le schème naturel

du débit et de la sédimentation des cours d'eau, en plus d'entraîner l'érosion des terres dans les cas où des mesures de contrôle adéquates ne sont pas adoptées. Les inondations peuvent également détruire le milieu naturel et menacer l'activité des exploitants touristiques. Dans les réservoirs en amont, ces ouvrages peuvent produire une hausse de la concentration du mercure chez les poissons, en raison de l'action bactérienne sur le mercure présent naturellement dans la zone d'inondation. En revanche, l'aménagement d'un réservoir permet parfois de prévenir les problèmes d'inondation et d'érosion, en plus de créer de nouveaux habitats pour la faune aquatique.

La construction de chemins d'accès et de couloirs pour les lignes de transport d'électricité produit des effets sur l'environnement; elle peut cependant créer de nouveaux débouchés, par exemple pour le tourisme et les loisirs.

Comme nous venons de le voir, l'aménagement du potentiel hydraulique peut avoir des conséquences à la fois constructives et négatives. Parce qu'elle entend exploiter avec sérieux les cours d'eau, Ontario Hydro doit étudier attentivement les effets de l'aménagement des centrales hydroélectriques, afin de s'assurer que dans l'ensemble, ses travaux produiront plus d'avantages que d'inconvénients pour le public ontarien. Les travaux d'aménagement hydraulique sont soumis à des évaluations particulières dans les cas où Ontario Hydro demande une approbation pour la réalisation de ces projets. Les incidences potentielles sont alors évaluées et des mesures d'atténuation propres aux sites envisagés sont définies.

La salle des turbines d'une petite centrale hydroélectrique.

POTENTIEL HYDRAULIQUE

Le potentiel hydraulique théorique de la province totalise 19 900 MW de capacité et 82,8 TWh d'énergie annuelle moyenne. Dans l'ensemble, 7 500 MW, soit 38 % de la puissance, et 38,5 TWh, soit 46 % de l'énergie, sont aménagés. Le potentiel non aménagé s'établit donc à 12 400 MW de puissance et à 44,3 TWh d'énergie annuelle. En règle générale, la plus grande partie du potentiel hydraulique des régions industrialisées à forte densité de population, dans lesquelles la demande d'électricité est élevée, est déjà aménagée. La majorité du potentiel non aménagé se trouve donc dans les zones dont la densité de population est inférieure.

Il n'est pas pratique d'aménager la plus grande partie de ce potentiel pour les motifs techniques, environnementaux et économiques exposés ci-après.

Petites centrales hydroélectriques

En Ontario, l'hydroélectricité puise ses origines dans les petites centrales hydroélectriques. Avec le temps, le souci de réaliser des économies d'échelle a donné lieu à l'aménagement de grandes centrales; les petites ressources hydroélectriques sont donc restées relativement inexploitées. À l'heure actuelle, parce que les grandes centrales hydroélectriques sont aménagées substantiellement, on constate un regain d'intérêt à l'endroit des petits ouvrages hydroélectriques. Le secteur de la production privée d'électricité est sans doute le plus compétent pour s'occuper d'aménager le potentiel des petites centrales hydroélectriques, soit les nouveaux sites dont la puissance installée est inférieure à 5 MW. Ces projets se caractérisent parfois par des dépenses d'immobilisations relativement faibles et des délais d'exécution courts. Dans l'ensemble, ils donnent lieu à une activité économique qui se chiffre à des millions de dollars, en plus de favoriser l'exportation de biens et de services dans le domaine de la technologie des petites centrales hydroélectriques.

Les centrales de moins de 5 MW de puissance représentent un potentiel théorique de l'ordre de 1 000 MW de puissance et de 5,7 TWh d'énergie annuelle. On en dénombre des centaines un peu partout dans la province;

ces centrales produisent de vastes retombées économiques. Comme nous l'avons vu dans le chapitre 8, nous nous attendons à ce qu'une partie de ce potentiel puisse être aménagée de façon rentable par des producteurs privés au cours des 25 prochaines années.

Cession de sites importants à des producteurs privés

Le ministère des Richesses naturelles est responsable de la répartition des droits d'utilisation des terres de la Couronne et des droits afférents relatifs à l'eau en Ontario, conformément à la Loi sur l'aménagement des lacs et des rivières et à la Loi sur les terres publiques.

En 1988, le ministère a cédé à des promoteurs du secteur privé quatre sites pour l'aménagement de centrales hydroélectriques. Il s'agit des sites de Long Sault Rapids, Yellow Falls, Grand Rapids et Umbata Falls, qui représentent ensemble 331 MW de puissance potentielle et 1,2 TWh par an d'énergie. Cependant, pour des raisons techniques et financières, les producteurs privés peuvent aménager sur ces sites des centrales dotées d'une puissance inférieure à celle qu'Ontario Hydro y installerait normalement.

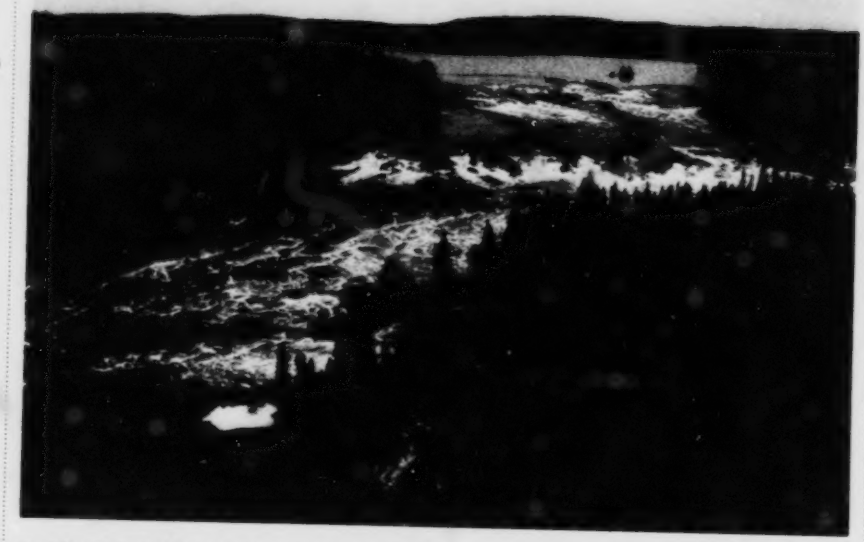
Création de parcs provinciaux

En 1988, le ministre des Richesses naturelles a annoncé la création de 53 parcs provinciaux nouveaux, dans lesquels il est désormais interdit d'aménager des ouvrages hydroélectriques. Cette décision a eu pour effet d'éliminer de la carte d'aménagement dix grandes centrales hydroélectriques potentielles totalisant 694 MW de capacité et 2,5 TWh d'énergie annuelle.

Contraintes environnementales, techniques et économiques

Ces contraintes sont toutes intimement reliées et ne peuvent être examinées isolément. On peut souvent résoudre des difficultés techniques par des efforts d'ingénierie suffisants et les problèmes environnementaux peuvent être

Les barrages et réservoirs hydrauliques peuvent avoir une incidence sur les zones de villégiature.



La rivière Little Jackfish, dans le Nord-Ouest de l'Ontario.

atténués grâce à un appui technique et financier complémentaire. Cependant, en raison des coûts qui en résultent, certains projets ne sont parfois pas rentables.

Une grande partie du potentiel hydraulique théorique de l'Ontario se trouve dans le Grand Nord; il s'agit des rivières Albany et Attawapiskat, qui se déversent dans la baie James, et de la Winisk et de la Severn, qui se déversent dans la baie d'Hudson. Les régions drainées par ces cours d'eau sont vastes et leur débit est élevé. Cependant, à la différence des zones d'aménagement hydraulique du Québec, le terrain dans cette région de la province est généralement plat, la pente des cours d'eau est peu accentuée, et les rapides et les chutes d'eau importants sont rares. Pour permettre d'aménager leur potentiel hydraulique en l'absence de pentes naturelles suffisantes, il faudrait construire massivement des barrages, ce qui aurait pour effet d'inonder d'importantes superficies. Les incidences environnementales produites par ces activités dans les bassins d'eau vierge seraient considérables.

Cependant, pour toutes ces raisons, il n'est pas jugé pratique de tenir compte, dans le plan actuel, des cours d'eau de la région du Nord, même s'ils représentent 5 000 MW de puissance hydraulique non aménagée et 21,7 TWh de potentiel énergétique annuel pour la province.

L'agrandissement de centrales existantes afin de tirer le meilleur parti des ressources hydrauliques disponibles représente une autre partie du potentiel. Par exemple, il serait possible d'agrandir, sur l'Outaouais, quatre centrales, soit Chats Falls, Chenaux, Des Joachims et Otto Holden, pour ajouter au réseau 796 MW de puissance de pointe. Cependant, l'énergie correspondante procurée par ces travaux serait de l'ordre de 0,33 TWh par an. Toutefois, en raison des caractéristiques de pointe et d'énergie, ainsi que des inquiétudes soulevées par les variations de débit sur les cours d'eau importants, ces projets sont exclus du potentiel réalisable à l'heure actuelle.

D'autres sites peuvent également être exclus pour des motifs économiques et techniques.

Par exemple, certains sites possibles sont situés dans des régions dont la solidité du sous-sol est précaire. Même s'il est possible de corriger cette situation par des travaux d'ingénierie suffisants, ces projets ne seraient plus rentables à cause des coûts qui en résulteraient. Certains sites éloignés, qui représentent au total 988 MW, ont été exclus, puisqu'il n'existe actuellement à leur sujet que des données limitées. Des visites et des forages exploratoires permettraient d'établir la viabilité de l'aménagement de ces sites. Ces questions seront débattues au cours de l'élaboration des programmes.

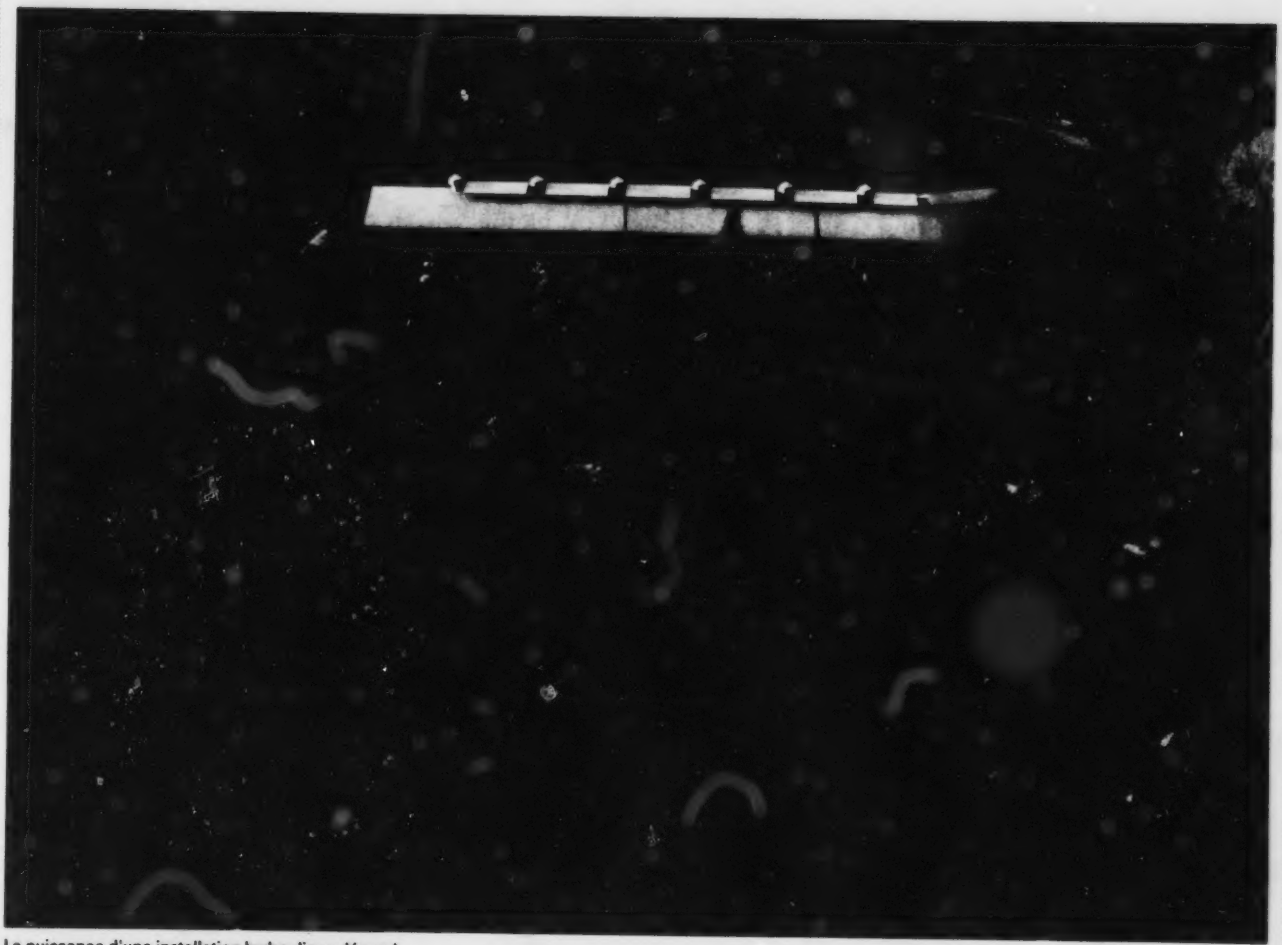
Selon les estimations, il est impossible de tenir compte, dans le cadre du plan actuel, d'un potentiel total de 6 784 MW et de 26,8 TWh par an, pour des raisons environnementales, techniques et économiques.

Potentiel réalisable éventuellement

Comme l'indique le résumé présenté dans la Figure 12–1, les différents facteurs relevés ci-dessus diminuent considérablement le potentiel hydraulique non aménagé de l'Ontario, qui totalise 12 400 MW de puissance et 44,3 TWh d'énergie annuelle. Après avoir exclu les petits ouvrages hydroélectriques, les sites cédés à des promoteurs privés ou réservés à titre de parcs provinciaux, de même que les endroits exclus par les contraintes environnementales, techniques et économiques, Ontario Hydro ne dispose que de ressources hydrauliques limitées pour étendre son réseau. Ce potentiel pratique d'aménagement atteint 3 591 MW de puissance et 8,2 TWh d'énergie annuelle moyenne.

Figure 12-1 Potentiel hydraulique

	Puissance (MW)	Énergie annuelle (TWh)	Facteur d'utilisation annuelle (%)
Potentiel théorique total de l'Ontario	**19 900**	**82,8**	**47**
Sites aménagés	7 500	38,5	59
Potentiel non aménagé	**12 400**	**44,3**	**41**
Déduire une provision pour :			
Petits ouvrages hydroélectriques	1 000	5,7	65
Sites importants cédés au secteur privé	**331**	**1,2**	**40**
Parcs provinciaux	694	2,5	41
Cours d'eau du Nord (sauf les petits ouvrages hydroélectriques)	**5 000**	**21,7**	**50**
Autres éléments exclus	1 784	5,1	32
Potentiel pratique total à aménager par Ontario Hydro	**3 591**	**8,2**	**26**



La puissance d'une installation hydraulique dépend de son emplacement et du débit du cours d'eau.

RENTABILITÉ DE L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Les centrales hydroélectriques en place en Ontario représentent la source d'électricité la moins chère pour la province. Cette réalité a tendance à influencer la perception du public en ce qui concerne le potentiel d'aménagement de nouveaux ouvrages hydrauliques. Cependant, selon des études circonstanciées, le coût de la plupart des réalisations nouvelles est élevé, étant donné que les sites les mieux adaptés et les plus économiques sont déjà aménagés.

Pour classer les sites hydrauliques potentiels en fonction de leur coût, il faut faire appel à un étalon approprié. La méthode du coût épargné est adaptée à cette fin. On peut encadrer les coûts de façon plus significative en les étalant sur la durée de la production de l'énergie et en les exprimant en cents par kilowattheure. Les notions de coûts épargnés et de nivellement sont exposées au chapitre 6.

On peut ainsi comparer les coûts de réalisation et d'exploitation d'une centrale

Évaluation des sites pris en compte dans le Plan des ressources hydrauliques

Site	Cours d'eau	Puissance installée (MW)	Énergie annuelle (TWh)	Facteur d'utilisation annuelle (%)	Coût épargné nivelé (CÉN) (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau comprises: Redevances d'eau (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau comprises: Coût nivelé sur le cycle de la durée utile (CNCDU) (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau comprises: Ratio coût/avantages (CNCDU/CÉN)	Redevances d'eau non comprises: Coût nivelé sur le cycle de la durée utile (CNCDU) (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau non comprises: Ratio coût/* avantages (CNCDU/CÉN)
A) Sites au stade de la définition										
Lac Gibson (N)	**Welland**	**5**	**0,040**	**91**	**3,7**	**0,16**	**2,9**	**0,78**	**2,8**	**0,74**
Big Chute (R)	Severn	10	0,058	66	4,3	0,20	3,6	0,84	3,4	0,80
Complexe Mattagami :										
Kipling (A)	**Mattagami**	**68**	**0,093**	**16**						
Smoky Falls (R)	**Mattagami**	**182**	**0,508**	**32**						
Harmon (A)	**Mattagami**	**68**	**0,097**	**16**						
Little Long (A)	**Mattagami**	**61**	**0,067**	**13**						
		379	**0,765**	**23**	**6,1**	**0,43**	**5,3**	**0,88**	**4,9**	**0,80**
Little Jackfish (N)	Little Jackfish	132	0,568	49	4,8	0,24	5,1	1,05	4,9	1,00
Niagara (A)	**Niagara**	**550**	**1,441**	**30**	**5,3**	**0,35**	**3,5**	**0,65**	**3,1**	**0,58**
Total au stade de la définition		1 076	2,872	30						

sur le cycle de la durée utile du projet avec les coûts épargnés relatifs aux plans des sources majeures d'approvisionnement. Un rapport entre le coût sur le cycle de la durée utile du projet et le coût épargné inférieur ou égal à un témoigne d'un projet intéressant au plan économique. Ce rapport, appelé «ratio coût/avantages», est présenté à la Figure 12–2 pour les sites retenus dans le cadre du Plan des ressources hydrauliques.

Une mise en garde s'impose au sujet de l'utilisation des coûts nivelés dans la Figure 12–2. Même s'il convient de comparer le coût nivelé sur le cycle de la durée utile d'un projet avec le coût épargné nivelé correspondant pour classer les sites, il serait inutile de comparer les coûts nivelés sur le cycle de la durée utile de projets différents, sauf si les projets faisant l'objet de cette comparaison sont dotés des mêmes facteurs d'utilisation annuelle.

Pour établir des comparaisons sur un pied d'égalité avec d'autres solutions, il faut retenir, comme hypothèse, une année commune de mise en service. Les résultats exposés à la Figure 12–2 sont établis en fonction de l'an 2002.

Les coûts nivelés et les ratios coût/avantages, avant et après les redevances d'eau, sont présentés à la Figure 12–2. Ces redevances, présentées distinctement, varient entre 4 % et 11 % du coût du projet pour le cycle de sa durée utile.

Les coûts de chaque projet comprennent le coût du transport radial permettant de raccorder la nouvelle centrale au réseau de transport. Cependant, l'aménagement d'un groupe d'installations hydrauliques dans le Nord de l'Ontario nécessitera également l'implantation d'installations de transport interrégional supplémentaires qui représentent un coût de plus de 200 millions de dollars (en $ de 1989), dont il n'a pas été tenu compte dans les évaluations propres au site. Ce coût représente environ 5 % du coût du Plan des ressources hydrauliques traité ci-après.

LE PLAN DES RESSOURCES HYDRAULIQUES

Le Plan des ressources hydrauliques a été mis au point après avoir tenu compte de nombreux facteurs, notamment la demande d'électricité dans des régions différentes, le potentiel de puissance et d'énergie, la localisation (sur un cours d'eau et à l'intérieur de la province), la viabilité technique, la rentabilité du projet, les exigences de transport et l'incidence environnementale. Le Plan des ressources hydrauliques ne tient pas compte de tous les sites repérés pour la réalisation du potentiel pratique. Une tranche d'environ 656 MW, soit 2,1 TWh d'énergie annuelle, a été exclue du Plan parce qu'elle ne respecte

Évaluation des sites pris en compte dans le Plan des ressources hydrauliques (suite)

Site	Cours d'eau	Puissance installée (MW)	Énergie annuelle (TWh)	Facteur d'utilisation annuelle (%)	Coût épargné nivelé (CÉN) (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau comprises: Coût nivelé sur le cycle de la durée utile (CNCDU) (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau comprises: Ratio coût/avantages (CNCDU/CÉN)	Redevances d'eau non comprises: Coût nivelé sur le cycle de la durée utile (CNCDU) (¢ 1989/kWh)	Redevances d'eau non comprises: Ratio coût/* avantages (CNCDU/CÉN)
B) Sites au stade de la conception										
Complexe Abitibi :										
Abitibi Canyon (A)	**Abitibi**	**463**	**0,111**							
Otter Rapids (A)	**Abitibi**	**174**	**0,043**							
Nine Mile Rapids (N)	**Abitibi**	**295**	**0,726**							
		932	**0,880**	**11**	**7,5**	**0,04**	**8,4**	**1,12**	**7,8**	**1,00**
Renison (N)	Moose	135	0,555	47	4,4	0,24	4,9	1,13	4,7	1,08
Ragged Chute (R)	**Montréal**	**98**	**0,177**	**21**	**6,2**	**0,47**	**6,7**	**1,08**	**6,2**	**1,01**
Patten Post (N)	Mississagi	250	0,379	17	6,1	0,55	7,4	1,23	6,9	1,14
Blacksmith Rapids (N)	**Abitibi**	**140**	**0,369**	**30**	**5,2**	**0,34**	**6,8**	**1,32**	**6,5**	**1,25**
Sand Rapids (N) et Allan Rapids (N)	Abitibi	262	0,703	31	5,2	0,34	8,2	1,59	7,9	1,53
Cypress Falls (N)	**Mattagami**	**42**	**0,106**	**29**	**5,1**	**0,36**	**8,7**	**1,69**	**8,3**	**1,62**
Total au stade de la conception		1 859	3,169	19						
Total du programme		**2 935**	**6,041**	**23**						

(N) = nouveau; (R) = réaménagement; (A) = agrandissement

Remarques

1. Pour établir le coût nivelé sur le cycle de la durée utile et le coût épargné, nous avons supposé que toutes les centrales seront mises en service en même temps, soit en 2002.

2. La puissance, l'énergie et le facteur d'utilisation sont en sus dans le cas de l'agrandissement des centrales.

3. Le coût nivelé sur le cycle de la durée utile comprend toutes les dépenses d'immobilisations, ainsi que les frais d'exploitation et d'entretien. Ce coût est présenté avant et après les redevances d'eau.

4. Ne pas comparer les coûts nivelés sur le cycle de la durée utile entre les centrales dont les facteurs d'utilisation annuelle sont différents.

5. Nous avons supposé que les redevances d'eau commencent à être versées 10 années après la date de la mise en service.

pas de façon satisfaisante, à l'heure actuelle, certains des critères ci-dessus. La Figure 12–3 représente le Plan des ressources hydrauliques en ce qui concerne le potentiel hydraulique de l'Ontario.

Le Plan comprend plusieurs centrales dont les coûts sur le cycle de la durée utile sont supérieurs aux coûts épargnés estimatifs à l'heure actuelle, parce que leur aménagement pourrait devenir intéressant éventuellement. En tenant compte de ces sites dans le Plan, on peut effectuer des études plus approfondies afin de savoir si leur aménagement éventuel est justifié.

Le Plan des ressources hydrauliques regroupe 18 sites, soit neuf sites nouveaux, trois sites réaménagés et six centrales agrandies, qui totalisent 2 935 MW (2,935 GW) de puissance installée, ce qui correspond à un potentiel énergétique annuel de 6 TWh. Ces sites devraient être aménagés d'ici à 2016.

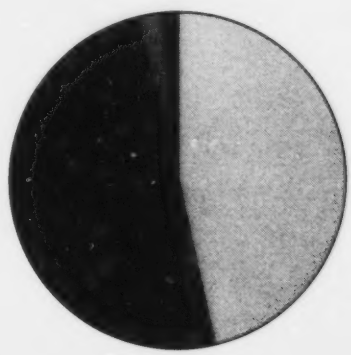
Parce qu'elles seront conçues pour tirer le meilleur parti des possibilités du site, les centrales ne pourront fonctionner en continu. Les facteurs d'utilisation des centrales varient

Avant de réaliser une installation hydraulique, on étudie attentivement l'incidence environnementale des travaux sur le milieu naturel.

Figure 12–3 **Puissance (MW)**

- Sites aménagés 7 500
- Cours d'eau du nord 5 000
- Plan des ressources hydrauliques 2 935
- Autres éléments exclus 1 784
- Petits ouvrages hydroélectriques 1 000
- Parcs provinciaux 694
- Potentiel pratique exclu 656
- Sites importants cédés au secteur privé 331

Figure 12–3 **Énergie (TWh)**



- Sites aménagés 38,5
- Cours d'eau du nord 21,7
- Plan des ressources hydrauliques 6,0
- Petits ouvrages hydroélectriques 5,7
- Autres éléments exclus 5,1
- Parcs provinciaux 2,5
- Potentiel pratique exclu 2,1
- Sites importants cédés au secteur privé 1,2

Figure 12–4 **Plan des ressources hydrauliques** Puissance

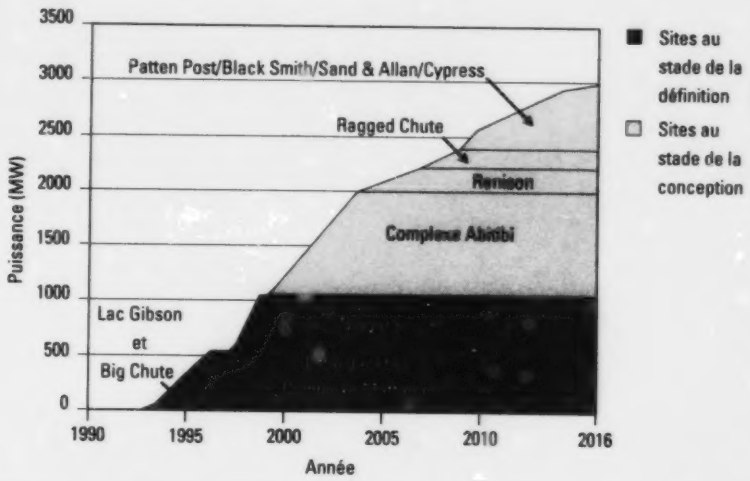
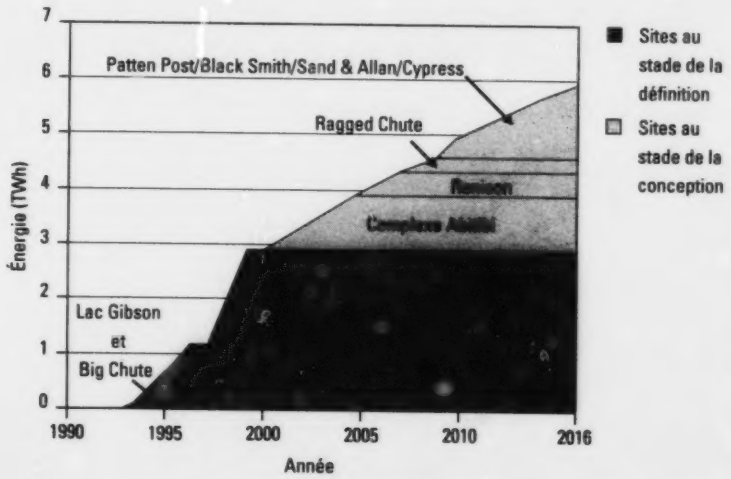


Figure 12–4 **Plan des ressources hydrauliques** Énergie



considérablement, soit de 11 % à 91 %; la moyenne de ces facteurs s'établit à 23 %.

La Figure 12–4 représente les suppléments de puissance et d'énergie apportés dans le temps par le Plan des ressources hydrauliques. La Figure 12–5 indique l'emplacement des sites dans la province.

Selon la courbe prévisionnelle médiane, le Plan des ressources hydrauliques satisfera environ 8 % des besoins en énergie et 15 % des besoins en puissance d'ici à 2014. Exprimé en dollars constants de 1989, sans intérêts, le coût total des immobilisations des 18 sites est estimé à 4,9 milliards de dollars.

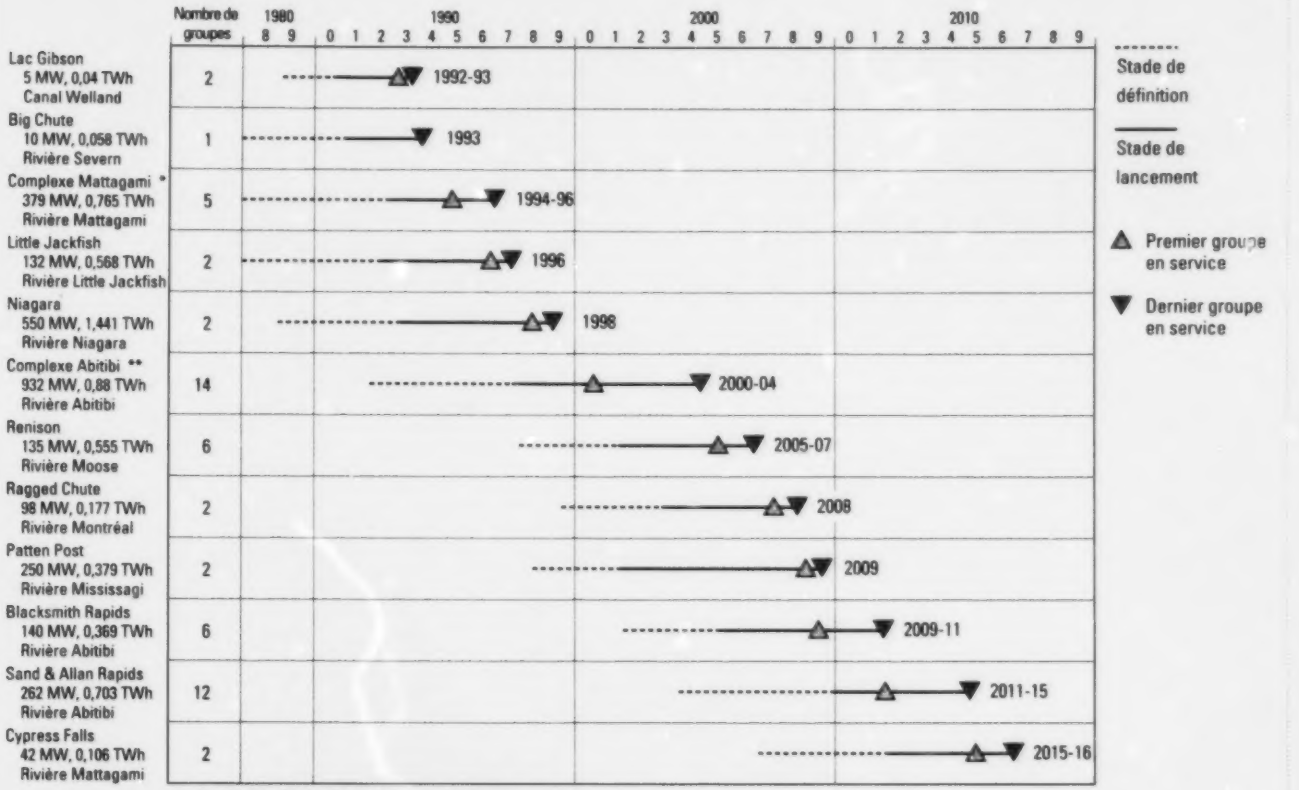
Séquence d'aménagement

Le Plan s'ouvre sur l'aménagement des sites du lac Gibson et de Big Chute, qui représentent deux sites de moindre importance du Sud de l'Ontario; il se poursuit par l'aménagement du complexe Mattagami, qui s'étend sur quatre sites, soit Kipling, Smoky Falls, Harmon et Little Long, puis par l'aménagement de Little Jackfish, dans le Nord-Ouest de l'Ontario, et l'agrandissement de la centrale Sir Adam Beck, à Queenston sur la Niagara.

À l'heure actuelle, ces huit sites font l'objet d'études techniques, environnementales et économiques détaillées (le stade de la définition), afin d'étayer les évaluations

Figure 12–5 **Sites dans le cadre du Plan des ressources hydrauliques**

Figure 12–6 **Plan des ressources hydrauliques**



* dont Kipling, Smoky Falls, Harmon et Little Long
** dont Abitibi Canyon, Otter Rapids et Nine Mile Rapids

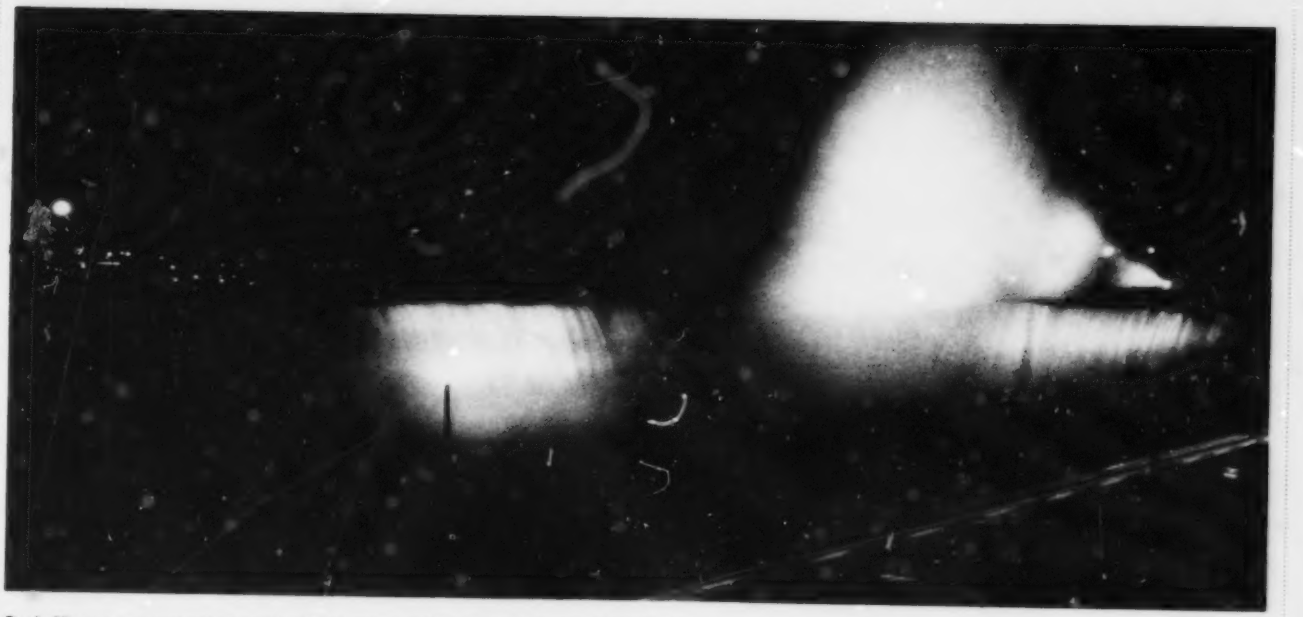
environnementales propres aux projets; ces huit centrales représenteront 1 076 MW de puissance et de 2,9 TWh d'énergie annuelle en 1998.

Le Plan prévoit ensuite huit sites dans le bassin de la rivière Moose, qui comprend les rivières Mattagami, Abitibi et Moose. À l'extérieur de ce bassin, deux sites sont inclus, soit Ragged Chute, sur la Montréal, et Patten Post, sur la Mississagi. Ces dix sites subissent actuellement des études d'avant-projet techniques, économiques et environnementales; c'est ce qu'on appelle le stade de la conception. Dans le cadre de ce stade, trois sites, soit Abitibi Canyon, Otter Rapids et Nine Mile Rapids, se situent à un niveau plus avancé d'étude que d'autres sites au même stade. Ces dix sites fourniront 1 773 MW de puissance et 2,9 TWh d'énergie annuelle au cours de la période de 2000 à 2014. Une tranche supplémentaire de 86 MW devrait être aménagée après 2014.

Le Plan accorde la préférence à l'aménagement d'un bassin de rivières complet. En raison de la concentration des activités dans une même région, cette démarche comporte des avantages importants au plan des coûts, du calendrier d'exécution et des délais d'approbation. Une activité soutenue

Capacité et énergie supplémentaires cumulatives dans le cadre du Plan des ressources hydrauliques

	Stade de la définition		Stade de la conception		Total pour tous les sites	
	Puissance supplémentaire cumulative en service	Énergie annuelle supplémentaire cumulative en service	Puissance supplémentaire cumulative en service	Énergie annuelle supplémentaire cumulative en service	Puissance supplémentaire cumulative en service	Énergie annuelle supplémentaire cumulative en service
	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh
1992	3	0,020			3	0,020
1993	15	0,098			15	0,098
1994	83	0,191			83	0,191
1995	333	0,795			333	0,795
1996	526	1,430			526	1,430
1997	526	1,430			526	1,430
1998	1 076	2,872			1 076	2,871
1999					1 076	2,871
2000			133	0,126	1 209	2,997
2001			333	0,314	1 409	3,186
2002			532	0,503	1 608	3,374
2003			732	0,691	1 808	3,563
2004			932	0,880	2 008	3,751
2005			977	1,065	2 053	3,936
2006			1 044	1,342	2 120	4,214
2007			1 067	1,435	2 143	4,306
2008			1 165	1,612	2 241	4,483
2009			1 438	2,053	2 514	4,924
2010			1 508	2,237	2 584	5,108
2011			1 577	2,418	2 653	5,290
2012			1 642	2,594	2 718	5,465
2013			1 708	2,770	2 784	5,641
2014			1 773	2,945	2 849	5,817
2015			1 838	3,116	2 914	5,997
2016			1 859	3,169	2 935	6,041



Sur la Niagara, une nouvelle centrale permettra de produire un supplément d'électricité.

Selon la courbe prévisionnelle médiane, le Plan des ressources hydrauliques permettra de satisfaire environ 8 % des besoins d'énergie et 15 % des besoins de puissance d'ici à 2014.

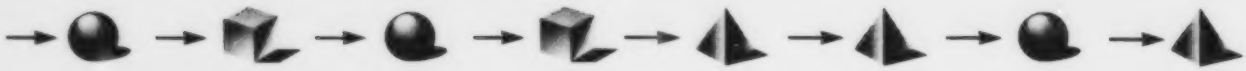
dans le Nord de la province permettra de conserver une main-d'oeuvre stable et très compétente, en plus de faire rejaillir des avantages économiques durables dans cette région pendant de nombreuses années.

La plupart des projets d'aménagement hydraulique portent sur des cours d'eau où il existe déjà des centrales, ce qui devrait moins bouleverser l'environnement que dans le cas de nouveaux cours d'eau.

CONCLUSION

Ontario Hydro attribue une priorité absolue à l'aménagement harmonieux du reste du potentiel hydraulique pratique de la province. La Figure 12–6 présente le calendrier des activités dans le cadre de ce plan. La Figure 12–7 fait état des suppléments cumulatifs de puissance et d'énergie qui résultent de ce calendrier. Pour les huit premiers sites prévus dans le Plan, des projets d'aménagement qui permettront d'assurer 1 076 MW de puissance sont déjà en cours. Une évaluation environnementale a déjà été soumise au ministre de l'Environnement pour le projet de Little Jackfish. Afin d'éviter les doubles emplois inutiles, il faudra concerter la demande d'approbation de Little Jackfish avec la présente demande.

Dans ce document, nous demandons l'approbation du besoin et de la justification des aménagements hydrauliques prévus dans le Plan. Dans les évaluations ultérieures des projets, nous veillerons à nous assurer que chaque projet du Plan est mis en oeuvre dans le respect de l'environnement. ▲



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

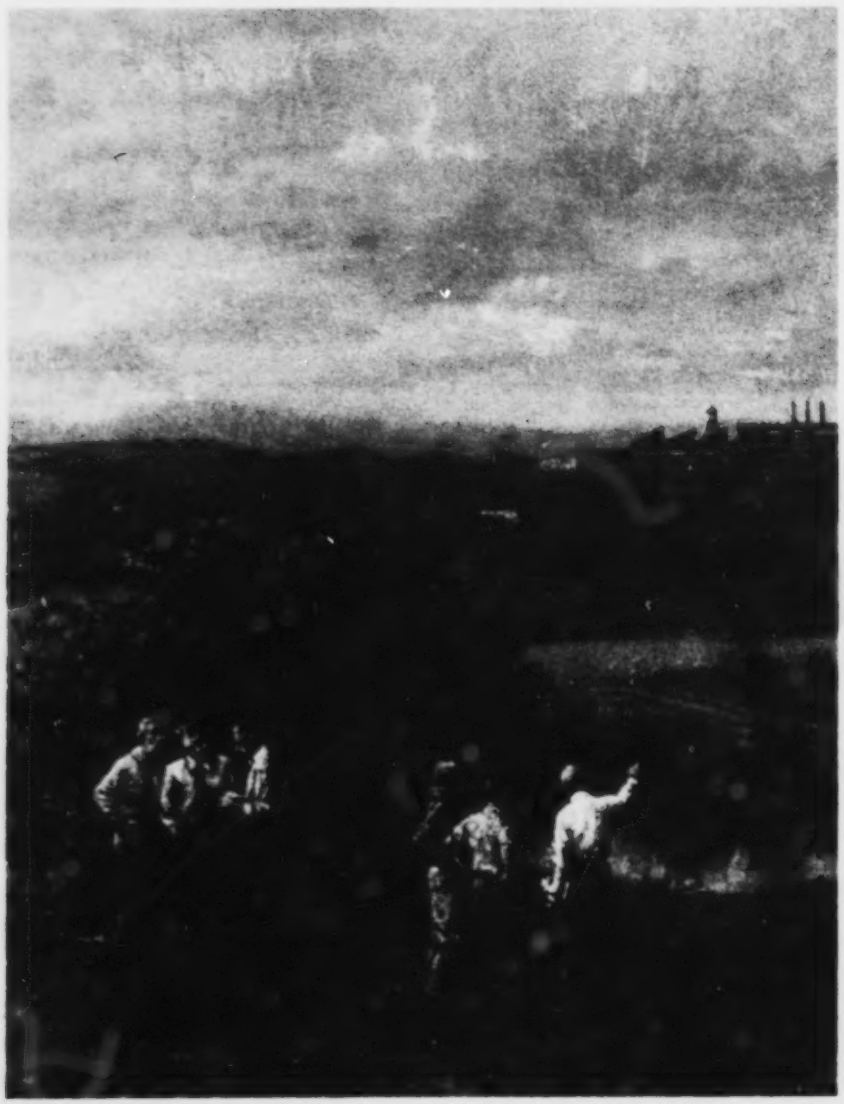
Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état



Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

13 BESOIN DE SOURCES MAJEURES D'APPROVISIONNEMENT

Le chapitre 11 définit le besoin de nouvelles sources d'approvisionnement jusqu'en 2014, avant de prévoir de nouvelles installations hydrauliques et des achats auprès du secteur privé. Le chapitre 13 définit le besoin de sources majeures d'approvisionnement.

Le présent chapitre expose les exigences en matière de puissance et d'énergie au titre de l'apport des plans de production hydraulique et privée d'Ontario Hydro qui sont pris en compte dans le Plan. Le reste des besoins à pourvoir, une fois ces apports pris en considération, devra être satisfait grâce aux grandes solutions pour l'accroissement de l'offre.

Le chapitre 12 porte sur le Plan des ressources hydrauliques. Les nouveaux aménagements hydrauliques devraient représenter environ 2 850 mégawatts de puissance et 5,8 TWh d'énergie nouvelle par an d'ici à 2014. Les achats auprès du secteur privé (chapitre 8) devraient s'établir à 1 500 MW de puissance et à 10,3 TWh d'énergie en 2014.

Sources majeures d'approvisionnement nécessaires – Puissance garantie – Puissance maximale

La Figure 13–1 indique les exigences importantes en matière de puissance garantie selon la courbe prévisionnelle médiane, après avoir tenu compte des apports de puissance garantie des achats auprès du secteur privé et de l'énergie hydraulique. Ces besoins se calculent en soustrayant, de la prévision de la charge garantie, la puissance garantie du réseau en place, la production hydraulique et les achats auprès du secteur privé. Selon le résultat de cette soustraction, la date des besoins en matière de sources majeures d'approvisionnement correspond à l'an 2000.

Dans le chapitre 11, la date du besoin en matière de solutions d'accroissement de l'offre a été fixée à 1997 pour la courbe prévisionnelle médiane. Les solutions relatives à la production d'énergie hydraulique et aux achats auprès du secteur privé permettent de reporter le besoin de grandes solutions pour l'accroissement de l'offre de trois ans, soit jusqu'en l'an 2000.

Les Figures 13–2 et 13–3 présentent les sources majeures d'approvisionnement pour les courbes prévisionnelles supérieure et inférieure. Selon la courbe supérieure, la réserve de garantie est appelée à baisser et des mesures à court terme moins rentables pourront s'avérer nécessaires, tant que des installations importantes n'auront pas été implantées.

Sources majeures d'approvisionnement nécessaires – Puissance

Le chapitre 4 expose le besoin d'une réserve de garantie.

La Figure 13–4 indique la gamme de puissance nécessaire pour ce qui est des sources majeures d'approvisionnement, y compris la réserve de garantie, afin de répondre à la demande prévue pour certaines années, dans le cadre de l'intervalle de prévision.

La Figure 13–5 indique la puissance nécessaire des sources majeures d'approvisionnement pour l'intervalle de prévision.

Sources majeures d'approvisionnement nécessaires – Énergie

Le chapitre 11 fait état des besoins en approvisionnement énergétique pour l'intervalle de prévision. La Figure 13–6 indique la façon dont l'énergie produite par des moyens

Figure 13–1 **Sources majeures d'approvisionnement nécessaires – Puissance garantie – Puissance maximale appelée**

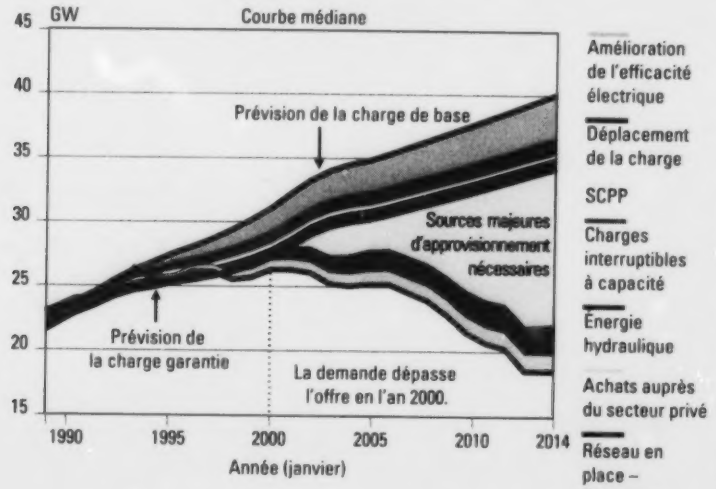


Figure 13–2 **Sources majeures d'approvisionnement nécessaires – Puissance garantie – Puissance maximale appelée**

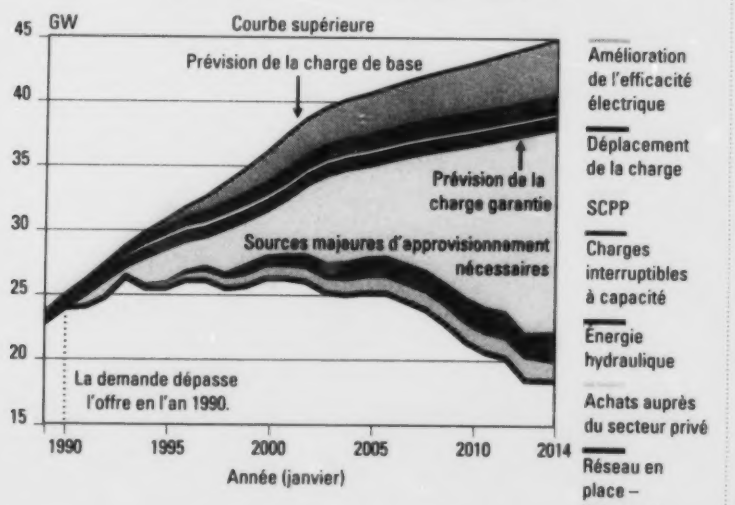


Figure 13–3 **Sources majeures d'approvisionnement nécessaires – Puissance garantie – Puissance maximale appelée**

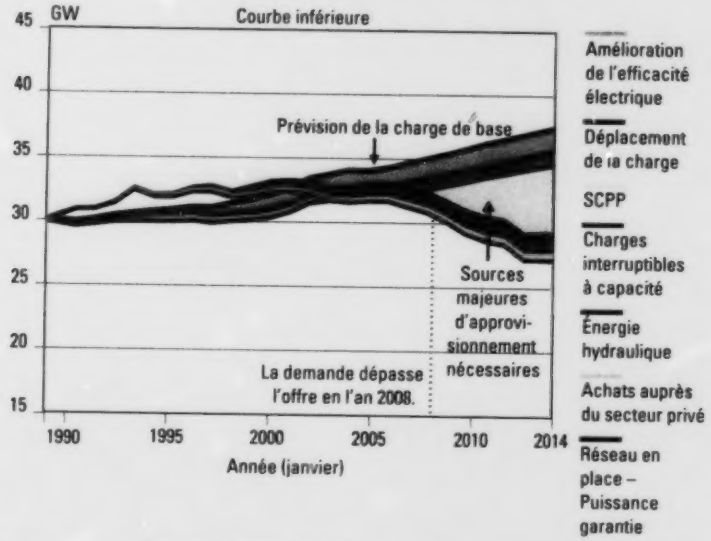


Figure 13–4 Plage des sources majeures d'approvisionnement nécessaires – Puissance (GW)

Année	Prévision de la charge inférieure	Prévision de la charge médiane	Prévision de la charge supérieure
1990	0	0	0
1995	0	0	3,2
2000	0	0	4,6
2005	0	3,1	8,8
2010	3,7	9,5	14,8
2014	9,4	15,0	19,4

Figure 13–5 **Puissance nécessaire pour les sources majeures d'approvisionnement – Puissance maximale appelée**

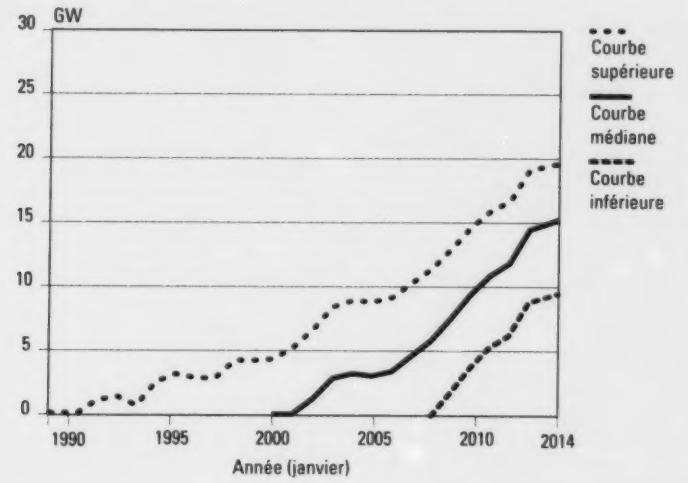
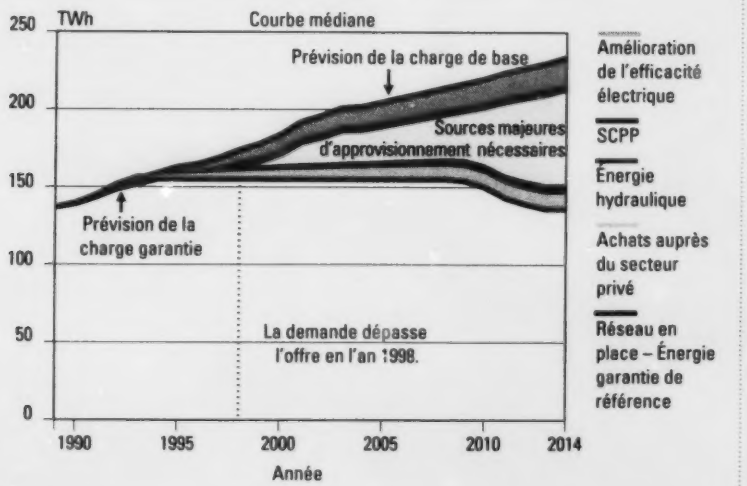


Figure 13–6 **Sources majeures d'approvisionnement nécessaires* – Demande annuelle d'énergie**



* À assurer par les grandes solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place.

hydrauliques et provenant des achats auprès du secteur privé permet de réduire les besoins en énergie selon la courbe médiane.

Les Figures 13–7 et 13–8 exposent les besoins en sources majeures d'approvisionnement pour les courbes supérieure et inférieure.

La Figure 13–9 indique les quantités des grandes sources d'approvisionnement nécessaires en énergie pour l'intervalle de prévision, au cours de certaines années. Cette exigence sera satisfaite grâce à l'aménagement de nouvelles centrales et aux achats auprès du secteur privé, ainsi qu'au redéploiement du réseau en place.

La Figure 13–10 indique les sources majeures d'approvisionnement nécessaires en énergie pour l'intervalle de prévision.

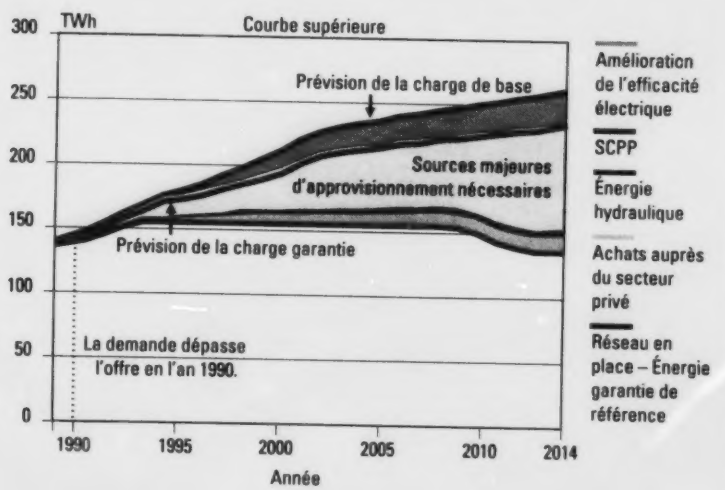
Incertitude et mesures d'intervention pour les sources majeures d'approvisionnement

Les plans mis au point par Ontario Hydro pour la gestion de la demande, la production privée d'électricité et l'aménagement de centrales hydrauliques apporteront un énorme concours pour répondre aux besoins de l'avenir. Cependant, il est évident que ces plans ne seront pas suffisants et qu'il faudra prévoir d'autres grandes sources d'approvisionnement pour combler le vide entre l'accroissement de la demande et la capacité en baisse d'Ontario Hydro à répondre aux besoins de sa clientèle à partir du réseau en place.

Nous ne connaissons pas avec certitude le moment où interviendra le besoin en matière de capacité nouvelle pour les sources majeures d'approvisionnement. Selon la courbe inférieure, ce moment correspond à l'année 2008. Selon la courbe médiane, la date est fixée à l'année 2000. Et selon la courbe supérieure, l'Ontario a déjà besoin de sources majeures d'approvisionnement, en sus de la capacité apportée par la centrale de Darlington.

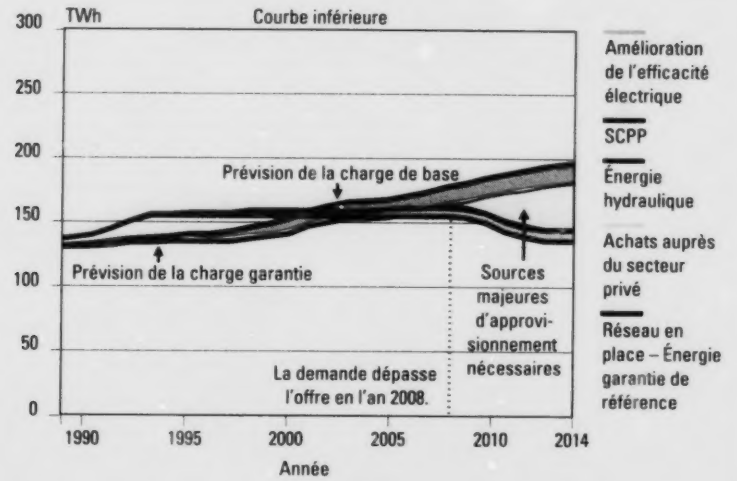
Il existe également des incertitudes en ce qui concerne le rendement de la production privée d'électricité et de la gestion de la

Figure 13–7 **Sources majeures d'approvisionnement nécessaires* – Demande annuelle d'énergie**



* À assurer par les grandes solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place.

Figure 13–8 **Sources majeures d'approvisionnement nécessaires* – Demande annuelle d'énergie**

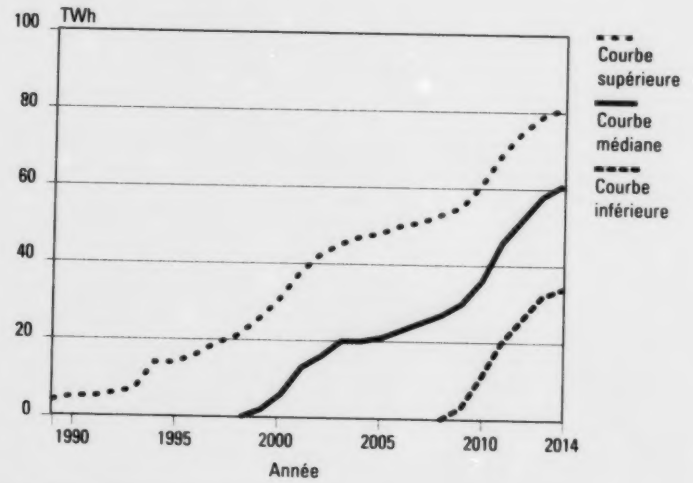


* À assurer par les grandes solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place

Figure 13–9 **Plage des sources majeures d'approvisionnement nécessaires* Énergie (TWh)**

Année	Prévision de la charge inférieure	Prévision de la charge médiane	Prévision de la charge supérieure
1990	0	0	5,4
1995	0	0	13,9
2000	0	6,6	30,2
2005	0	22,4	48,3
2010	10,5	37,1	61,5
2014	34,0	61,5	81,6

Figure 13–10 **Sources majeures d'approvisionnement nécessaires* – Demande annuelle d'énergie**



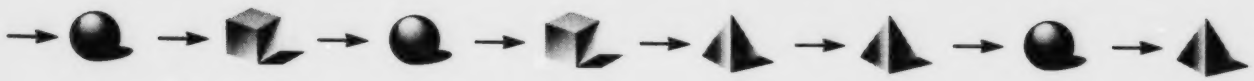
* À assurer par les grandes solutions nouvelles pour l'accroissement de l'offre et le redéploiement du réseau en place

demande. Si ces plans produisent des résultats inférieurs, le besoin de sources d'approvisionnement sera encore plus grand; si leurs résultats sont supérieurs, Ontario Hydro pourra reporter certains plans de sources majeures d'approvisionnement.

Les délais de mise en production des grandes solutions pour l'accroissement de l'offre, que nous aborderons au chapitre suivant, doivent prévoir la conception, l'approbation et la construction. Certaines solutions peuvent être implantées en l'espace de deux à cinq ans; d'autres exigent de huit à quatorze ans. Étant donné que les solutions les plus longues comportent souvent des avantages économiques et autres, une planification qui s'en tiendrait à des horizons à court terme ne permettrait pas de mettre en équilibre les options qui répondent le mieux aux besoins à long terme en électricité de la province.

Il est donc sage de prendre, en matière de sources majeures d'approvisionnement, des engagements qui procurent une souplesse maximum en cas d'incertitude. Pour réaliser ces solutions, une longue chaîne d'activités est nécessaire (conception et étude, approbation et construction). Il est donc essentiel de lancer les travaux de conception nécessaires et d'obtenir les approbations obligatoires, tout en retardant l'engagement des travaux de construction jusqu'au moment où le besoin est plus évident. Selon la courbe prévisionnelle médiane, le moment est déjà venu de prendre des mesures.

Il est possible de reporter les travaux de construction si l'accroissement de la charge se ralentit ou que les apports de la gestion de la demande et de la production privée d'électricité se réalisent plus rapidement que les prévisions. Cependant, l'accroissement de la charge selon la courbe supérieure pourrait rapidement déborder la capacité de réaction d'Ontario Hydro. Il faut prendre dès maintenant des mesures en prévision de l'implantation des sources majeures d'approvisionnement. ●



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

14 SOURCES MAJEURES D'APPROVISIONNEMENT

Le présent chapitre porte sur les grandes solutions d'accroissement de l'offre (énergie fossile et nucléaire et achats d'électricité) retenues pour être intégrées dans les plans visant à répondre aux reliquats des besoins définis au chapitre 13.

Le processus respecté par Ontario Hydro pour le choix des solutions est représenté à la Figure 14–1. Ce chapitre expose également la justification du choix des solutions, ainsi que les considérations en matière d'emplacement et de transport.

Le présent chapitre comprend les sections suivantes :

- Analyse des solutions d'Ontario Hydro pour 1984–1989
- Éléments constitutifs d'une solution
- Critères d'évaluation et de choix des solutions
- Définition des sources majeures d'approvisionnement potentiellement adaptées aux plans
- Description et choix des solutions d'achat
- Description des éléments des solutions de production d'origine fossile et nucléaire
- Caractéristiques des solutions fossiles et nucléaires
- Justification du choix des solutions pour l'élaboration du plan
- Considérations en matière d'emplacement
- Considérations de transport
- Traits dominants

ANALYSE DES SOLUTIONS D'ONTARIO HYDRO POUR 1984–1989

De 1984 à 1989, Ontario Hydro a réalisé une étude détaillée de l'offre et de la demande. Cette étude a donné lieu à un examen des solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande pour répondre aux besoins d'électricité éventuels en Ontario.

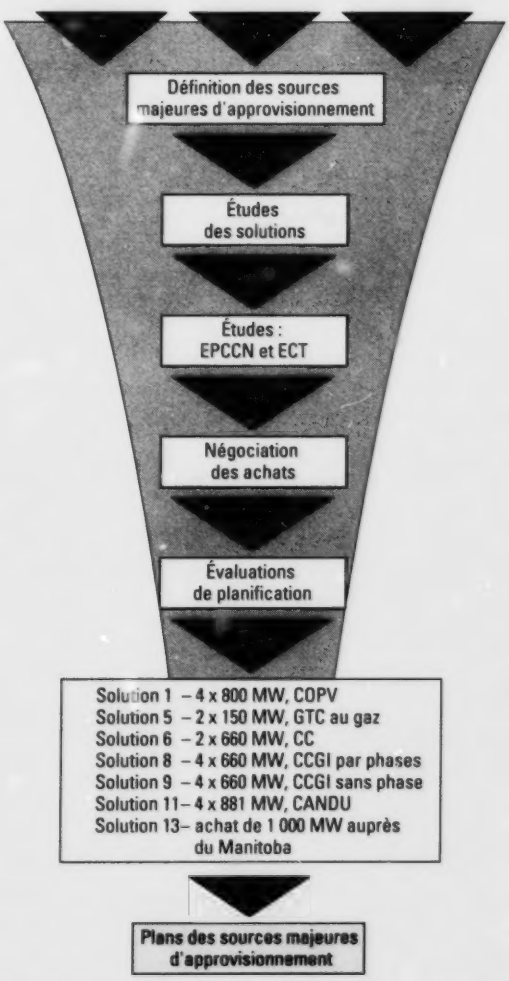
Cette étude a permis :

- de définir des solutions;
- de préciser les solutions en ce qui concerne les coûts et les incidences sociales;
- de recueillir les observations générales du public sur les solutions privilégiées et les valeurs sociales relatives au service d'électricité; et
- d'effectuer une analyse des plans représentatifs.

Au début, les solutions ont été précisées en ce qui concerne leur adéquation ou leur inadéquation, en fonction de critères d'évaluation et de sélection. L'étude a donné lieu à l'élaboration de la Stratégie de planification de l'offre et de la demande (SPOD) en mars 1989. Cette stratégie constitue un ensemble de principes, de directives et de priorités pour le choix des solutions à intégrer aux plans. Dans cette stratégie, un certain nombre de solutions d'approvisionnement ne permettent pas, pour l'instant, de répondre aux besoins éventuels. Il s'agit de l'énergie solaire, éolienne, des déchets de bois et autres, de la tourbe et des cellules de combustible. L'étude de ces solutions a permis de constater qu'elles ne sont pas rentables pour une implantation à grande échelle.

Malgré leur inadéquation à titre de grandes solutions d'approvisionnement pour Ontario Hydro, certaines de ces solutions sont adaptées à la situation des producteurs privés ou à des cas particuliers où elles offrent des avantages. Par exemple, les municipalités pourraient recourir à la production d'électricité en brûlant les déchets urbains solides, étant donné qu'il

Figure 14–1 **Processus du choix des sources majeures d'approvisionnement**



s'agit d'un bon moyen d'éliminer ces déchets. Dans le secteur forestier, les déchets de bois pourraient eux aussi être brûlés pour produire de l'électricité. Selon les prévisions d'Ontario Hydro, les producteurs privés exploiteront, en l'an 2000, 50 MW à partir de déchets de bois et 100 MW à partir de déchets urbains solides.

Les énergies éolienne et solaire peuvent apporter un précieux concours dans les collectivités qui n'ont pas accès à un service d'électricité centralisé et moins onéreux. Dans ces collectivités éloignées, l'électricité est produite par des génératrices diesel bon marché. Même si elle n'est pas disponible 24 heures sur 24, l'électricité produite grâce aux turbines éoliennes ou aux cellules solaires permet de réduire l'utilisation du carburant diesel, qui est dispendieux.

L'expérience qu'Ontario Hydro a acquise dans la conception, l'installation et l'exploitation de turbines éoliennes et de cellules solaires lui a permis de comprendre ces solutions. Ontario Hydro entend continuer d'effectuer des travaux de recherche et de développement sur de nombreuses méthodes de production dont les applications sont prometteuses. Elle se tient également au courant des travaux de recherche et de développement réalisés par des tiers et est en mesure d'intervenir en cas de progrès technologiques importants.

Voici les éléments qui ont été pris en considération dans l'étude sur les options pour l'offre et la demande, qui a précédé l'élaboration de la Stratégie de planification de l'offre et de la demande d'énergie.

Consultation du public

Ontario Hydro a lancé un vaste programme de consultation et de communication avec la clientèle et le public à la fin de 1985 et au cours du premier semestre de 1986. Cette campagne a donné lieu à des assemblées avec 58 organismes provinciaux, 300 chefs de file de collectivités de l'ensemble de la province et 116 sociétés municipales de services publics. Ontario Hydro a recueilli les avis, les préoccupations et les priorités du public et

de la clientèle grâce à des assemblées de consultation, à des questionnaires et à des exposés (consulter «Regional Consultation», Rapport nº SCS 86003, et «Provincial Organization Consultation Program», Rapport nº SCS 86002/1). Ces renseignements ont été présentés à la haute direction et au conseil d'administration d'Ontario Hydro, ainsi qu'à d'autres dirigeants de la Société. Des séances d'information ordinaires ont également eu lieu avec des députés et des hauts représentants.

Sondage public

Ontario Hydro a effectué un sondage sur les préoccupations, les perceptions et les valeurs du public en ce qui concerne la planification de la demande et les solutions d'approvisionnement. En 1986, des sondages détaillés ont porté sur un large éventail de questions relatives à l'offre et à la demande; ces sondages ont comporté des entrevues personnelles avec 1 200 clients du secteur résidentiel, 200 dans le secteur commercial et autant dans le secteur industriel. Des sondages analogues ont été effectués en 1988 et à l'été 1989.

Audiences et examens

Ontario Hydro a participé à un certain nombre de reprises, par des comparutions et des mémoires, à des audiences et à des séances d'examen. Le Comité spécial de l'énergie de l'Assemblée législative de l'Ontario a examiné, en 1986, l'Étude sur les options de l'offre et de la demande et le projet de Stratégie de planification de l'offre et de la demande d'énergie d'Ontario Hydro en 1988. Ce comité en a conclu qu'avant de prendre des engagements pour la réalisation d'une importante centrale, Ontario Hydro doit déployer tous les efforts pour exploiter le potentiel du réseau en place, la gestion de la demande, la production privée d'électricité et les sites hydrauliques restants.

Les préoccupations du public en matière de sécurité de l'énergie nucléaire ont fait l'objet d'une vaste analyse, à une époque très récente, soit en 1987-1988, par F.K. Hare, dans l'Étude sur la sécurité des centrales nucléaires de l'Ontario. Cette étude a permis de constater que les réacteurs nucléaires d'Ontario Hydro sont exploités dans un souci de sécurité et selon des normes rigoureuses de rendement technique.

En 1988-1989, l'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires, effectuée à la demande du ministre de l'Énergie de l'Ontario, a permis d'examiner et d'avaliser les estimations d'Ontario Hydro sur les coûts de l'énergie nucléaire dans les centrales CANDU, ainsi que sa méthodologie d'estimation pour la planification.

En 1989, le conseil d'administration d'Ontario Hydro a exigé d'effectuer une étude indépendante afin de confirmer l'estimation financière pour la planification des solutions de production d'énergie fossile. Cette étude, intitulée «Examen des coûts thermiques», a été acceptée par le conseil d'administration d'Ontario Hydro.

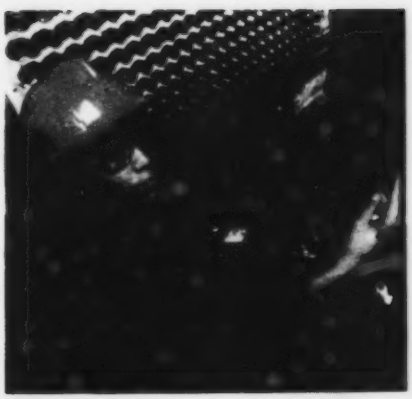
Les solutions doivent répondre à toutes les exigences en matière de sécurité.

ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS D'UNE SOLUTION

On peut produire de l'électricité à partir de nombreuses sources d'énergie primaire et de multiples procédés différents. Dans la planification d'un réseau électrique, il est essentiel de tenir compte d'un certain nombre d'aspects ou d'éléments constitutifs pour la production d'électricité selon une solution en particulier.

Énergie ou combustible primaire

Chaque solution de production d'électricité s'appuie sur une forme d'énergie primaire qu'on peut convertir en énergie électrique. Il s'agit notamment des combustibles fossiles (mazout, gaz ou charbon), de l'uranium ou des chutes d'eau. Les achats effectués à l'extérieur de la province font également appel à une forme ou une autre d'énergie primaire, par exemple l'énergie hydraulique.



Le rendement d'une technologie dépend aussi bien de la compétence des travailleurs que de l'excellence de la conception.

Procédé de conversion

Pour produire de l'électricité, il faut convertir l'énergie primaire en énergie électrique. Par exemple, la chaleur dégagée par la combustion de combustibles fossiles ou par la fission nucléaire sert à produire de la vapeur qui entraîne des turbines et des alternateurs pour produire de l'électricité. L'efficacité du procédé de conversion est un élément important du coût d'une solution.

Protection de l'environnement

Les solutions de production d'énergie fossile et nucléaire donnent lieu à toutes sortes de rejets de dérivés de la production d'électricité. Ces rejets peuvent prendre la forme de solides, de liquides, de gaz, de chaleur et de bruit qui sont libérés dans l'environnement. Deux principes essentiels sont appliqués pour lutter contre les rejets : l'élimination et la réduction. L'élimination fait appel à des procédés qui évitent les rejets, ou qui font appel à des systèmes anti-rejets ou au recyclage. Dans les cas où il est impossible de les éliminer, les rejets sont réduits selon des normes définies par les règlements en matière d'environnement et pour respecter les normes d'Ontario Hydro, qui sont parfois plus rigoureuses que les règlements officiels. En général, les règlements prescrivent des mesures de lutte contre la pollution au point d'origine.

Généralement, les sources majeures d'approvisionnement et les différents systèmes qui en assurent la régulation produisent des rejets. Par exemple, la combustion fossile libère du dioxyde de soufre (SO_2) et des oxydes d'azote (NO_x). Ces émissions acides sont contrôlées, à l'heure actuelle, grâce à l'utilisation du charbon à faible teneur en soufre, de brûleurs à faible rejet de NO_x et de cheminées dotées d'une conception appropriée. À l'avenir, ces émissions seront contrôlées grâce à des épurateurs et à des méthodes de combustion perfectionnées. Les rejets de particules sont généralement contrôlés par des précipitateurs électrostatiques qui captent les particules de cendre en suspension dans l'air avant qu'elles atteignent la cheminée.

Les centrales nucléaires CANDU sont aménagées en un circuit fermé. Dans des conditions normales de fonctionnement, il n'y a pas de rejet radioactif important dans l'environnement. La conception et l'exploitation respectent les exigences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. C'est ce qu'on appelle le «confinement nucléaire».

Configuration

La configuration d'une solution désigne le nombre de groupes par centrales, la taille de chaque groupe, ainsi que l'aménagement et l'ensemble des principaux éléments qui constituent une solution. Le coût de chaque solution varie selon la configuration.

Par rapport aux centrales comportant un seul groupe générateur, les centrales à plusieurs groupes sont moins onéreuses par leur conception, leur construction et leur exploitation, en raison des économies réalisées grâce à la normalisation. Dans le cas d'Ontario Hydro, le nombre de groupes dans les centrales existantes varie entre un et huit, et un site peut comprendre une ou plusieurs centrales.

La taille des groupes a également une incidence sur les coûts. Les dépenses d'immobilisations particulières, les coûts d'énergie unitaire et les frais d'administration d'une méthode de production ont tendance à diminuer de façon inversement proportionnelle à la taille des groupes, en raison des économies d'échelle réalisées. Dans le cadre des solutions retenues, la taille des groupes comprend des groupes à turbines à combustion (GTC) de 150 MW et des réacteurs CANDU de 881 MW.

Certaines solutions sont assez souples pour être aménagées par phases. Par exemple, s'ils sont organisés correctement, les GTC peuvent représenter le premier élément d'une centrale à cycle combiné (CC) qui peut, à son tour, constituer le fondement d'une centrale à cycle combiné de gazéification intégrée (CCGI) au charbon.

Application au réseau

Le meilleur moyen de répondre économiquement à la demande globale, qui varie dans le temps, grâce à des solutions différentes représente un aspect essentiel d'un réseau électrique. Le réseau doit pouvoir faire face à une charge qui varie d'heure en heure, de jour en jour et de saison en saison.

La variation chronologique de la charge donne lieu à trois catégories de consommation, soit la demande de pointe, intermédiaire et de base, selon l'exposé présenté au chapitre 3.

Grâce à ses caractéristiques propres, chaque solution de production permet de répondre à l'un ou l'autre de ces trois types de demandes. Le mode d'utilisation de chaque groupe générateur dépend de facteurs comme la capacité, la variabilité du coût, les caractéristiques d'exploitation, les limites du réseau et les exigences en matière de réserve. On peut classer les groupes générateurs selon la façon dont ils sont utilisés pour répondre à la demande du réseau. L'utilisation s'exprime sous la forme d'un facteur d'utilisation annuelle (FUA). Par exemple, un groupe qui tourne à pleine capacité pendant 80 % de l'année a un FUA de 80 %. Grâce à cette classification, les groupes qui répondent à la demande de base sont généralement exploités selon un FUA compris entre 60 % et 80 %; dans le cas des groupes qui répondent à la demande intermédiaire, le FUA moyen varie entre 20 % et 60 %; il peut atteindre un maximum de 20 % dans le cas des groupes affectés à la demande de pointe.

CRITÈRES D'ÉVALUATION ET DE CHOIX DES SOLUTIONS

Les critères d'évaluation et de choix des solutions et des plans ont été élaborés dans la Stratégie de planification de l'offre et de la demande d'énergie.

Voici, compte tenu de ces critères, certaines considérations qui entrent en ligne de compte dans l'évaluation des solutions :

Caractère modéré du coût du service d'électricité

En Ontario, les consommateurs continuent de pouvoir se procurer de l'électricité à des coûts inférieurs à la plupart des autres endroits dans le monde. Pour élaborer des plans économiques, il faut retenir des solutions également économiques. En jouant un rôle prépondérant dans la protection de l'environnement, Ontario Hydro vise à offrir des coûts «faibles», plutôt que les coûts «les plus faibles».

Considérations environnementales

Il s'agit notamment des exigences et des normes qu'il faut respecter, ainsi que des caractéristiques environnementales de la solution. Ces considérations entrent en ligne de compte dans l'élaboration et l'évaluation des solutions.

Les préoccupations globales, régionales et générales ont été examinées. Les incidences propres aux projets en ce qui a trait aux grandes solutions pour l'accroissement de l'offre seront prises en compte dans les futures évaluations environnementales des projets.

Au nombre des questions examinées dans les évaluations de l'environnement naturel figurent les rejets atmosphériques (en particulier les émissions de SO_2, de NO_x, de CO_2 et de radionucléides), les effluents liquides, les déchets solides (dont les déchets nucléaires) et l'utilisation des terres.

Les considérations environnementales sont traitées globalement dans le chapitre suivant.

Socio-économie

Dans l'évaluation des avantages relatifs d'une solution et d'une source de combustible en particulier, on tient compte des incidences sur l'économie de la province. Il s'agit notamment des conséquences pour l'emploi, le PIB et la balance commerciale de la province.

Il n'est pas possible de tenir parfaitement compte de plusieurs autres incidences et avantages à caractère social, sauf dans le cas du choix du site et des études sur les projets.

Critères d'évaluation de la SPOD

Critères essentiels

Voici les critères essentiels (qu'il faut respecter) dans l'évaluation et l'élaboration des plans recommandés :

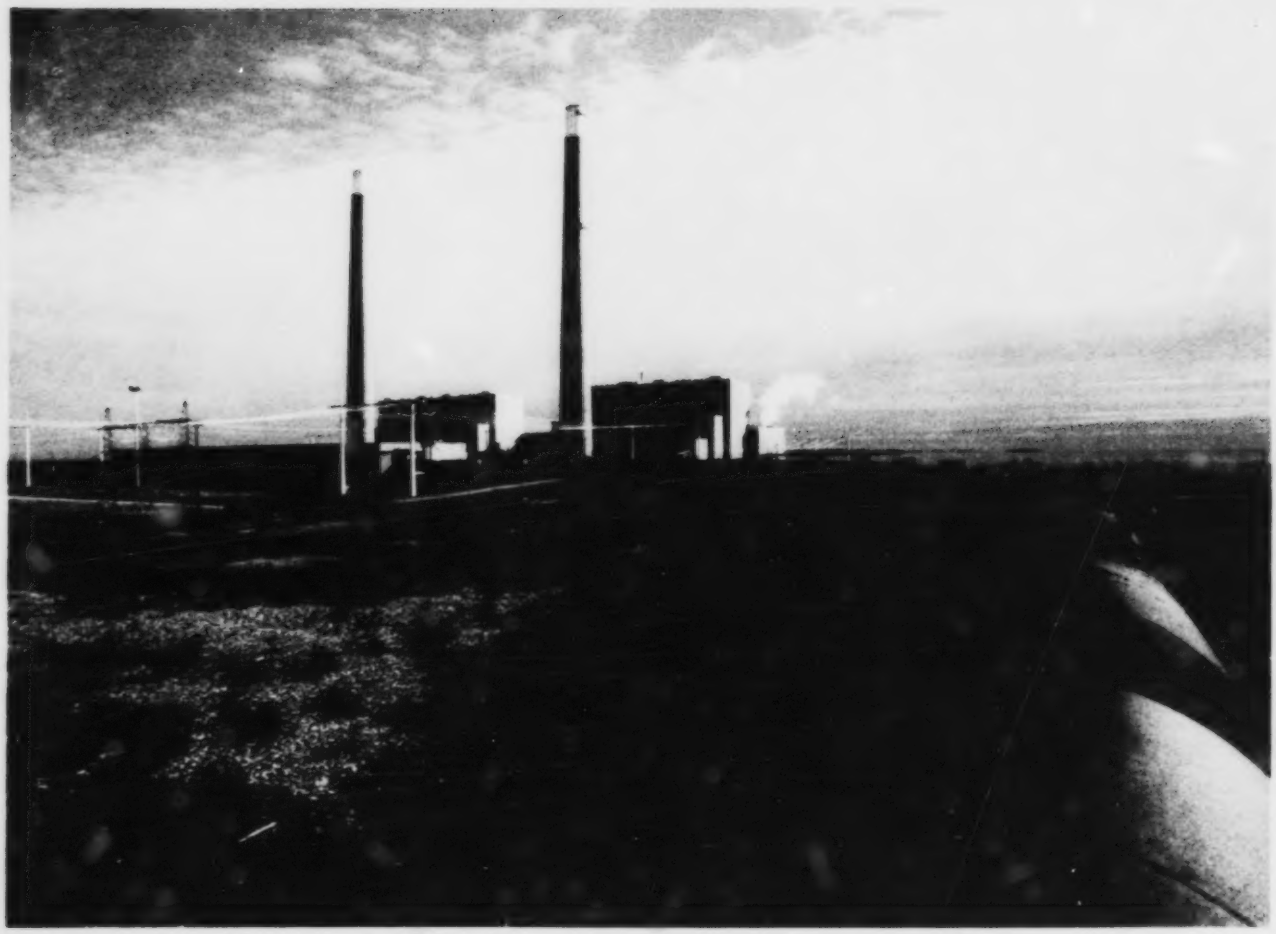
- **Satisfaction de la clientèle**
- **Normes de fiabilité**
- **Exigences et normes de sécurité (des travailleurs et du public)**
- **Exigences et normes environnementales**
- **Coût modéré du service d'électricité**
- **Acceptation sociale**
- **Validité technique**
- **Souplesse**

Critères secondaires

Parmi les critères secondaires qui sont pris en considération et qui peuvent influencer les plans recommandés figurent :

- **les préférences à l'égard des ressources**
- **la diversité**
- **l'harmonisation des ressources**
- **les caractéristiques environnementales, en plus des exigences et des normes**
- **les caractéristiques de la sécurité du public, en plus des exigences et des normes**
- **l'incidence économique**
- **les autres considérations sociales**

Les critères secondaires, qui laissent une large part au jugement, ont influencé considérablement l'évaluation des solutions et des plans.



Les décisions prises en ce qui concerne les futures centrales auront de profonds retentissements pendant plus de 40 ans.

Sécurité
Pour être prises en considération dans le plan de l'offre et de la demande, toutes les solutions doivent respecter les exigences et les normes en matière de sécurité.

Souplesse
La souplesse est un critère important, du fait des incertitudes qui règnent sur l'évolution de l'accroissement de la charge, les prix des combustibles, etc. Certaines solutions sont plus aptes à s'adapter à l'évolution de la conjoncture. Les délais de mise en production plus courts et la possibilité de consommer différents combustibles ou de recourir à des facteurs d'utilisation différents sans supplément de coûts exorbitants représentent des exemples de souplesse pour une solution.

Ressources privilégiées
Il s'agit de la source et de la disponibilité du combustible primaire utilisé dans le cadre d'une solution. Cet aspect tient également compte de l'origine de la fabrication du matériel. Les principes pertinents aux grandes solutions pour l'accroissement de l'offre privilégient :
- les sources d'énergie renouvelables et l'utilisation de combustibles résiduaires;
- les combustibles abondants, de préférence à ceux qui sont susceptibles d'être offerts en moins grande quantité à long terme; et
- l'utilisation des ressources provinciales et nationales, de préférence à des produits importés.

Validité technique
Il s'agit du caractère évolué d'une solution et de l'étendue de l'expérience d'Ontario Hydro dans son application. Les solutions évoluées, qui sont utilisées dans le monde entier et qui sont offertes sur le marché, sont généralement jugées valables, alors qu'on peut mettre en doute les solutions en cours d'élaboration, qui n'ont pas été exploitées à grande échelle.

Fiabilité
Toutes les solutions doivent respecter des normes de fiabilité. Même si des solutions sont différentes en ce qui concerne la mesure dans laquelle elles ne peuvent être appliquées, ces différences sont prises en compte dans le calcul de la puissance nécessaire pour respecter la charge.

De nombreux facteurs concourent à la fiabilité d'une solution. Le mode d'exploitation et d'entretien d'une solution influent considérablement sur la qualité de son rendement. Voici certaines caractéristiques de la conception et de la construction qui peuvent influencer la fiabilité :
- La conception fondamentale (les modèles simples ont tendance à être plus fiables que les modèles complexes);
- La taille des groupes (les groupes de taille inférieure ont tendance à être plus fiables que les autres);
- La nature et la qualité des matériaux utilisés dans la construction; et
- Le type de combustible (plus propres, les combustibles gazeux ou liquides procurent aux groupes fossiles une plus grande fiabilité que les combustibles solides).

Critères d'évaluation
Même s'il est possible d'appliquer ces considérations à l'évaluation des solutions, il n'existe pas de calcul systématique qui permette d'établir le mode de pondération des critères les uns par rapport aux autres. Nous examinerons plus loin dans le présent chapitre certains avis exprimés sur le rendement relatif des solutions et la façon de tirer le meilleur parti de leurs caractéristiques favorables et d'atténuer leurs caractéristiques défavorables.

DÉFINITION DES SOURCES MAJEURES D'APPROVISIONNEMENT POTENTIELLEMENT ADAPTÉES AUX PLANS

Selon les études, dix solutions fossiles, deux nucléaires et deux d'achat sont potentiellement adaptées aux plans et peuvent y être intégrées. L'Examen des coûts thermiques énonce la justification du choix des dix solutions fossiles. Ces dix solutions prévoient toutes un matériel pour la lutte contre les rejets polluants.

Les solutions retenues dans le domaine nucléaire se limitent aux centrales CANDU. Ces centrales, d'origine canadienne, ont produit des résultats supérieurs en ce qui concerne la sécurité des travailleurs et du public, la protection de l'environnement et la fiabilité. Ces résultats ont donné lieu à des coûts modérés. Les résultats financiers de cette filière ont été consignés dans les exposés présentés par Ontario Hydro dans le cadre de l'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires (EPCCN) et ont été confirmés par les constatations de cette enquête.

Les deux solutions d'achat qui ont été définies l'ont été à la suite de discussions et de négociations avec les sociétés de services publics voisines.

Ces 14 grandes solutions, regroupées selon leur procédé de conversion, sont représentées à la Figure 14–2.

DESCRIPTION ET CHOIX DES SOLUTIONS D'ACHAT

La Stratégie de planification de l'offre et de la demande précise que :

«6.2 Les achats garantis et à long terme d'hydroélectricité auprès des provinces voisines sont réputés constituer une solution admissible, en remplacement de la réalisation de nouvelles installations, une fois que tous les efforts auront été déployés pour tirer le meilleur parti des ressources intérieures et économiques de l'Ontario.»

Ontario Hydro a confié à l'une de ses unités organisationnelles la responsabilité des achats et des ventes à long terme d'électricité entre la Société et les entreprises de services publics voisines aux États-Unis, au Québec, au Manitoba et à Terre-Neuve.

Potentiel d'achat auprès des États-Unis
Au milieu des années 1970 et au début des années 1980, l'accroissement de la charge aux États-Unis était inférieur aux prévisions. Cette situation a occasionné des difficultés pour de nombreuses entreprises de services publics

dans ce pays. Malgré quelques annulations, ces entreprises mettaient en service une nouvelle capacité de production, dont la réalisation avait fait l'objet d'engagements financiers de nombreuses années d'avance, mais qui représentait un excédent par rapport aux besoins. Dans de nombreux cas, les organismes de réglementation refusaient d'autoriser ces entreprises à répercuter la totalité ou une partie des coûts de leurs centrales sur leur assiette tarifaire.

Dans ce contexte, de nombreuses entreprises de services publics hésitaient à s'engager financièrement à aménager une nouvelle capacité de production pour répondre à la demande éventuelle. Cette situation pourrait donner lieu à des pénuries d'électricité dans le Nord-Est des États-Unis au cours des années 1990. Au cours des périodes estivales des dernières années, certaines régions du Nord-Est ont déjà connu ces pénuries. (Référence : «1989 Reliability Assessment, The Future of Bulk Electricity System Reliability in North America 1989-1998»).

Les prix soumis à Ontario Hydro par quelques entreprises de services publics qui mettront en service, au cours de la prochaine décennie, une nouvelle capacité de production, pour la vente d'une partie de cette production nouvelle, sont élevés par rapport aux coûts d'aménagement d'installations en Ontario. La production américaine mise en vente provient essentiellement de centrales au gaz et au charbon. La disponibilité et le coût de la capacité de production à partir du charbon seraient vulnérables aux lois en matière d'émissions acides aux États-Unis.

Par conséquent, en raison de l'incertitude de la conjoncture de l'offre et de la demande aux États-Unis et des coûts élevés d'achat, Ontario Hydro ne peut, pour l'instant, compter sur les États-Unis pour des approvisionnements électriques fiables et économiques.

Solution d'achat auprès du Québec

Ontario Hydro a commencé à discuter avec Hydro-Québec en 1985 de l'éventualité de lui acheter de 500 à 4 000 MW d'électricité. En juillet 1988, Hydro-Québec a proposé de lui vendre 2 000 MW, à un facteur d'utilisation annuelle de 65 %, pour la période de 1998 à 2023. Deux prix ont été soumis :

- Un prix inférieur, qui oblige Ontario Hydro à partager avec Hydro-Québec une partie des risques de la vente, par exemple la possibilité d'une variation de l'accroissement de la charge par rapport aux prévisions, ainsi que certains risques financiers;
- Un prix supérieur, sans risque.

La proposition de prix sans risque représentait environ le double du prix de la production d'énergie nucléaire et 1,6 fois celui de la production à partir du charbon. La proposition avec risque représentait une baisse de prix de l'ordre de 13 %.

Ontario Hydro a fait savoir à Hydro-Québec que son offre n'était pas admissible. Cette dernière lui a indiqué qu'il était peu probable que les prix subissent des baisses substantielles. Les pourparlers se poursuivent et portent sur des achats de quantité inférieure pour des durées moindres, selon des conditions qui

Sources majeures d'approvisionnement potentiellement adaptées aux plans

Type d'énergie	Procédé de conversion	Solution	Configuration	Énergie primaire	Application principale au réseau
Fossile	Cycle ordinaire de production de la vapeur (COPV)	Solution 1	4 X 800 MW	Charbon États–Unis	Base
		Solution 2	4 X 500 MW	Charbon États–Unis	Intermédiaire
		Solution 3	4 X 500 MW	Charbon Ouest canadien	Intermédiaire
	Groupes à turbines à combustion (GTC)	Solution 4	2 X 150 MW	Mazout	Pointe
		Solution 5	2 X 150 MW	Gaz	Pointe
	Cycle combiné (CC)	Solution 6	2 X 660 MW	Gaz	Intermédiaire
		Solution 7	2 X 660 MW	Gaz	Pointe
	Cycle combiné de gazéification intégrée (CCGI)	Solution 8	4 X 680 MW	Charbon États–Unis(par phases)	Variable
		Solution 9	4 x 680 MW	Charbon États–Unis (sans phase)	Base
	Combustion atmosphérique à lit fluidisé (CALF)	Solution 10	4 X 200 MW	Charbon États–Unis	Base
Nucléaire	CANDU	Solution 11	4 X 881 MW	Uranium	Base
		Solution 12	1 X 450 MW	Uranium	Base
Achat	Hydraulique	Solution 13	1 000 MW	Achat Manitoba	Base
		Solution 14	2 000 MW	Achat Québec	Base

pourraient être plus intéressantes. L'analyse du plan ne tient pas compte, pour l'instant, des achats auprès d'Hydro-Québec.

Solution d'achat auprès du Manitoba

En 1987, Ontario Hydro a conclu avec Manitoba Hydro un contrat pour l'achat, à partir de 1998, de 200 MW pendant cinq ans. Depuis la conclusion de ce contrat, les négociations avec Manitoba Hydro ont abouti à une convention portant sur l'achat de 1 000 MW sur environ 20 ans, pour un facteur d'utilisation pouvant atteindre 80 %. Le coût unitaire moyen de l'énergie (CUMÉ) de ces achats, à un FUA de 80 %, représente environ 3,7 ¢/kWh ($ 1989). La Figure 14–3 fait état de la chronologie et des quantités de ces blocs d'achat.

Cet achat est assorti de plusieurs caractéristiques :

- Son coût est modéré, puisqu'il est voisin de celui de l'énergie nucléaire;
- L'achat et le transport de l'électricité permettent d'améliorer la fiabilité des approvisionnements dans le Nord de l'Ontario, en plus de rendre plus économique l'exploitation du réseau électrique; et
- L'énergie hydraulique représente la source d'approvisionnement; il s'agit d'une ressource canadienne renouvelable.

Pour prendre livraison de l'électricité achetée, Ontario Hydro devra aménager environ 1 100 km de lignes de transport à haute tension dans le Nord de la province. Des études se déroulent à l'heure actuelle en participation avec le Manitoba afin de mettre au point le meilleur plan possible pour ces lignes. La Figure 14–4 indique le tracé projeté de ces nouvelles installations de transport. La configuration exacte de cet aménagement, et notamment l'évaluation des solutions viables, seront étudiées dans le cadre d'une analyse environnementale propre à ces installations.

La solution énoncée ci-après rend compte de l'étendue des nouvelles lignes de transport qu'il faudra aménager en Ontario pour prendre livraison de ces achats :

- 150 km de lignes simples à 500 kV, aménagés à partir de la frontière provinciale (et raccordés à une ligne de Manitoba Hydro provenant de la région de Winnipeg) jusqu'au poste de transformation (PT) de Dryden. Un poste de commutation à 500 kV doté d'autotransformateurs à 500/230 kV et d'installations de commutation connexes serait aménagé à Dryden.
- 300 km de lignes simples† à 500 kV, à partir du PT de Dryden jusqu'au PT de Lakehead, près de Thunder Bay. Un poste de commutation à 500 kV doté d'autotransformateurs à 500/230 kV et d'installations de commutation connexes serait aménagé à Lakehead.
- 650 km de lignes simples à 500 kV, à partir du PT de Lakehead jusqu'au PT de Mississagi, près de Sault Ste.Marie, ainsi que des installations de commutation à 500 kV aménagées dans une nouvelle centrale de transport près du milieu de cette ligne. Un poste de commutation à 500 kV doté d'autotransformateurs à 500/230 kV et d'installations de commutation connexes serait aménagé au PT de Mississagi. Nous examinerons également la possibilité d'arrêter cette ligne dans la région de Timmins, plutôt qu'au PT de Mississagi.
- Si la ligne du PT de Lakehead prenait fin à Mississagi, la ligne simple à 500 kV existante, qui fonctionne à l'heure actuelle à 230 kV, et qui est aménagée à partir du PT de Hanmer, dans la région de Sudbury, jusqu'au PT de Mississagi, ferait l'objet de travaux de réfection pour l'isolation et les conducteurs, pour permettre de l'exploiter à 500 kV.

Ontario Hydro et Manitoba Hydro ont convenu que les lignes de transport et les installations connexes dans les deux provinces seraient conçues et réalisées pour assurer le transport d'au moins 1 500 MW entre l'Ontario et le Manitoba. Cette capacité d'interconnexion supérieure apportera des avantages considérables aux deux provinces dans le cadre d'autres types d'opérations, en plus de l'achat de 1 000 MW. Le supplément de capacité de 500 MW n'augmente pas le nombre ni la longueur des lignes de transport nécessaires pour prendre livraison de l'électricité achetée.

Figure 14–3 **Étalement de l'achat d'électricité auprès du Manitoba – Puissance garantie**

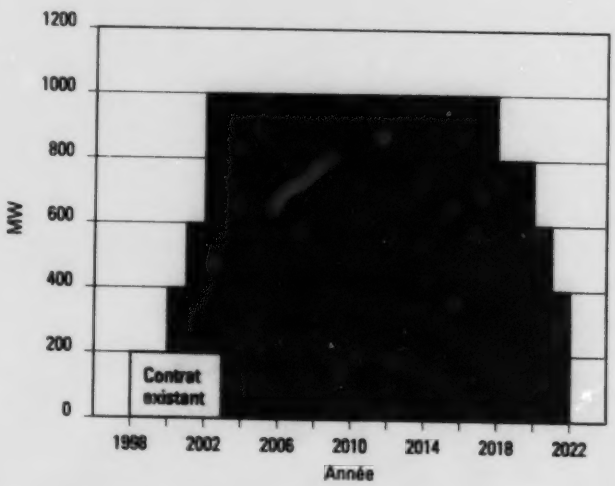


Figure 14-4 **Nouvelles lignes de transport nécessaires pour l'achat d'électricité auprès du Manitoba**

Le prix du charbon est variable malgré l'abondance de cette matière première. Le charbon canadien à faible teneur en soufre est plus cher que le charbon américain en raison des frais de transport.

Selon la convention conclue avec Manitoba Hydro, les deux parties doivent obtenir toutes les approbations nécessaires en matière d'environnement et d'autres questions, et notamment l'approbation de leur conseil d'administration. Certaines clauses du contrat prévoient son annulation dans certains cas. Selon l'une de ces clauses, Ontario Hydro devra continuer de verser certaines sommes à Manitoba Hydro si elle annule le contrat après le 1er janvier 1991 parce qu'elle n'a pas obtenu les approbations nécessaires du gouvernement ontarien. Les sommes ainsi versées seraient calculées en fonction des frais généraux de Manitoba Hydro, qui augmenteraient considérablement au-delà de l'échéance du 1er janvier 1991.

Les approbations demandées dans le présent document (chapitre 19) portent notamment sur la nécessité et la justification d'installations de transport pour prendre livraison de l'électricité achetée auprès du Manitoba. Une évaluation extérieure propre à ce projet permettra de s'assurer que les installations seront implantées et mises en oeuvre dans le respect de l'environnement.

Toutes les solutions du Plan tiennent compte de l'électricité achetée auprès de Manitoba Hydro.

Achats potentiels d'électricité auprès de Terre-Neuve

À l'occasion de la conférence des premiers ministres tenue en août 1989, les premiers ministres de Terre-Neuve, de l'Ontario et du Québec ont discuté de la possibilité de mettre en valeur le reste du potentiel en aval de la rivière Churchill. Ces trois provinces pourraient ainsi se partager un potentiel de production de l'ordre de 3 600 MW.

Un comité à vocation technique formé de représentants d'Ontario Hydro, d'Hydro-Québec et de Newfoundland and Labrador Hydro a été constitué. À l'heure actuelle, ce comité discute de plan d'aménagement pour les installations de production et de transport qui permettraient une répartition optimale de l'électricité entre les trois provinces. Pour

acheminer cette électricité jusqu'aux centres de consommation au Québec et en Ontario, il faudrait aménager au moins une nouvelle ligne de transport à 735 kV jusqu'à la région de Montréal et une nouvelle interconnexion à courant continu (c.c.) entre l'Ontario et le Québec.

Étant donné que ces premières discussions viennent à peine d'être entreprises, on ne peut tirer aucune conclusion définitive en ce qui concerne les quantités, la chronologie et le caractère économique de l'électricité ainsi produite. Le Plan proposé présenté au chapitre 15 est assez souple pour intégrer tout accord conclu à ce titre.

DESCRIPTION DES ÉLÉMENTS DES SOLUTIONS DE PRODUCTION D'ORIGINE FOSSILE ET NUCLÉAIRE

Comme nous l'avons vu dans une section précédente, une option se compose de cinq grands éléments constitutifs. La Figure 14–5 donne un aperçu des principaux éléments des douze solutions fossiles et nucléaires, que nous décrivons dans la présente section selon les cinq catégories suivantes :

- Énergie ou combustible primaire
- Procédé de conversion
- Protection de l'environnement
- Configuration
- Application au réseau

Énergie ou combustible primaire

Comme l'indique la Figure 14–5, l'énergie primaire comprend le charbon, le mazout et le gaz naturel pour les solutions fossiles, et l'uranium dans le cas des solutions nucléaires.

Le combustible est le principal élément du coût des solutions fossiles pour le cycle de la durée utile. La Figure 14–6 fait état des prévisions de prix pour le charbon, le mazout et le gaz naturel.

Charbon

Les solutions 1, 2, 8, 9 et 10 utilisent toutes le charbon américain comme combustible primaire. La solution 3 fait appel au charbon à faible teneur en soufre de l'Ouest canadien.

Il existe de vastes réserves de charbon en Amérique du Nord, notamment dans l'Ouest du Canada et dans les États des Appalaches, directement au Sud de l'Ontario. Même si le charbon continuera d'avoir d'autres débouchés, il ne devrait pas y avoir pénurie de charbon en raison de l'abondance des réserves.

Cependant, la composition du charbon laisse apparaître des variations considérables. Certains types de charbon ont une forte teneur en soufre et d'autres se caractérisent par une teneur dix fois moindre.

Les coûts sont également très variables. Le charbon à faible teneur en soufre de l'Ouest canadien est plus cher que le charbon américain, essentiellement en raison des frais de transport, qui sont plus élevés. Le coût est également influencé par les différences de la teneur thermique du charbon. À long terme, les prix du charbon devraient être stables.

Gaz naturel

Les solutions 5, 6 et 7 et la première phase de la solution 8 font essentiellement appel au gaz naturel comme combustible primaire.

Le gaz naturel provient des provinces de l'Ouest du pays. Abondant à court terme, le gaz naturel laisse entrevoir, à long terme, des perspectives moins certaines. Il s'agit d'une ressource épuisable, dont les réserves à long terme sont beaucoup moins assurées que le charbon. À l'avenir, les livraisons de gaz à prix économique pourraient se raréfier.

Le gaz naturel a de nombreux débouchés pratiques distincts de la production d'électricité. Il est utilisé dans de nombreuses applications de chauffage, ainsi que dans le secteur chimique comme matière d'amont.

Le prix selon la prévision médiane (Figure 14–6) pour le gaz naturel fourni de façon interruptible est inférieur à celui de l'alimentation générale en gaz naturel. Dans le cadre des contrats d'alimentation interruptible, il est plus probable que l'alimentation sera interrompue pendant la période froide de l'hiver, à l'époque où la demande de gaz et d'électricité atteint un point culminant. Pour profiter pendant toute l'année du prix inférieur de l'alimentation interruptible en gaz, les solutions faisant appel au gaz comme combustible principal utilisent le mazout pour faire l'appoint pendant l'hiver.

Les prix du gaz ont toujours considérablement varié. Même si ces prix devraient augmenter, à long terme, en chiffres réels, il existe à leur sujet une incertitude

L'énergie solaire peut être utile dans les collectivités tributaires des génératrices diesel onéreuses.

Elements constitutifs des solutions fossiles et nucleaires

Type d'énergie	Numéro de la solution	Combustible primaire	Procédé de conversion	Protection de l'environnement*	Configuration	Application principale au réseau
Fossile	1	Charbon États–Unis	COPV	DGC, RCS, PÉ	4 X 800 MW	Charge de base
	2	Charbon États–Unis	COPV	DGC, RCS, PÉ	4 X 500 MW	Intermédiaire
	3	Charbon OC	COPV	RCS, PÉ	4 X 500 MW	Intermédiaire
	4	ML	GTC	**	2 X 150 MW	Pointe
	5	Gaz/ML	GTC	**	2 X 150 MW	Pointe
	6	Gaz/ML	CC	RCS**	2 X 660 MW	Intermédiaire
	7	Gaz/ML	CC	**	2 X 660 MW	Pointe
	8	Gaz/ML	GTC/CC	**	4 X 680 MW	Pointe
		Charbon États–Unis	CCGI			Intermédiaire
	9	Charbon États–Unis	CCGI	RCS**	4 X 680 MW	Charge de base
	10	Charbon États–Unis	CALF	RCS, FT	4 X 200 MW	Charge de base
Nucléaire	11	Uranium	CANDU	Confinement	4 X 881 MW	Charge de base
	12	Uranium	CANDU	Confinement	1 X 450 MW	Charge de base

*Dans toutes les solutions fossiles, la conception des brûleurs prévoit un faible rejet de NO_x

**Dans toutes les solutions GTC/CC/CCGI, l'injection d'eau et de vapeur permet de réduire les rejets de NO_x

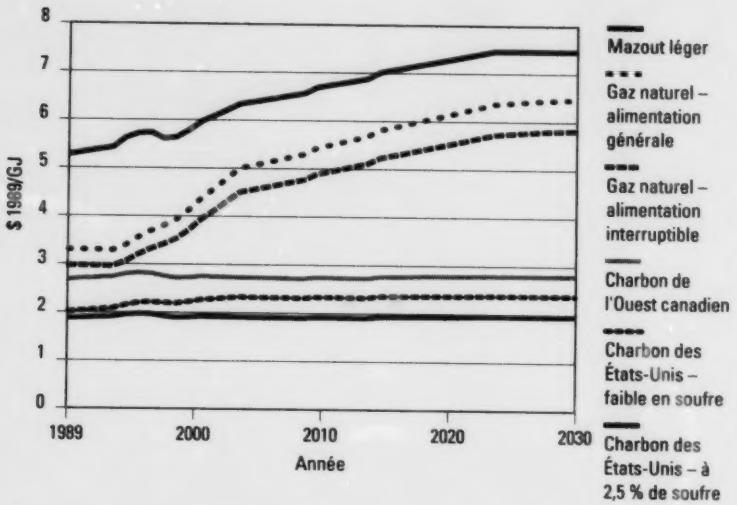
DGC = Désulfuration des gaz de combustion — OC = Ouest canadien

RCS = Réduction catalytique sélective — ML = Mazout léger

PÉ = Précipiteur électrostatique — FT = Filtre en tissu

Les coûts de l'uranium sont inférieurs à ceux des combustibles fossiles.

Figure 14–6 **Prévision de l'évolution des prix du charbon, du mazout et du gaz naturel**



Le mazout est un combustible plus onéreux que le charbon et le gaz naturel pour la production de l'électricité.

considérable, en raison du caractère imprévisible de facteurs comme la demande globale à long terme et les coûts des nouvelles réserves gazières. En outre, la capacité des gazoducs est limitée et la nécessité d'aménager de nouveaux gazoducs pourrait influencer l'orientation des prix.

Mazout

La solution 4 fait appel au mazout léger comme source d'énergie primaire.

Moins abondant que le gaz naturel, le mazout est vulnérable aux pénuries à long terme. Il joue un rôle très important comme combustible dans les transports et comme matière d'amont dans le secteur de la chimie. Le mazout, comme le gaz naturel, est une ressource de l'Ouest canadien, qui n'existe pas en Ontario en quantité suffisante.

À l'heure actuelle, le mazout est plus onéreux que le charbon et le gaz naturel pour la production de l'électricité. Les prix du mazout devraient demeurer supérieurs à ceux du gaz à l'avenir. Le mazout léger est le seul produit admissible pour les solutions de production d'électricité prévues selon les plans d'Ontario Hydro. Le pétrole des sables bitumineux de l'Alberta représente une ressource abondante au Canada. Cependant, les prix de ce combustible seront nettement supérieurs au prix du mazout traditionnel présenté à la Figure 14–6.

Uranium

Les solutions 11 et 12 font toutes deux appel à l'uranium comme combustible primaire.

Il existe, en Ontario et en Saskatchewan, d'abondantes réserves d'uranium. Comparativement aux combustibles fossiles, le coût de l'uranium est faible; à la différence de ces combustibles, il n'a cependant pas de débouché concurrent important. La Figure 14–7 reproduit la courbe d'évolution des prix du combustible nucléaire. Les prix augmentent dès le début de la période du Plan, pour ensuite se stabiliser.

Procédés de conversion

Comme l'indique la Figure 14–5, les procédés de conversion comprennent le cycle ordinaire de production de la vapeur (COPV), les groupes à turbines à combustion (GTC), le cycle combiné

(CC), le cycle combiné de gazéification intégrée (CCGI) (charbon) et la combustion atmosphérique à lit fluidisé (CALF) pour les dix solutions fossiles, et les centrales CANDU pour les deux solutions nucléaires.

Cycle ordinaire de production de la vapeur (COPV)

La Figure 14–8 donne un aperçu d'un COPV type sous forme de schéma de principe simplifié. Dans le cycle ordinaire de production de la vapeur, la chaudière est alimentée par un combustible, soit le charbon, le gaz ou le mazout. La combustion se déroule dans la chaudière au moment où l'air pulsé par les ventilateurs se mélange au combustible dans les brûleurs. L'énergie thermique est récupérée dans la chaudière et convertie en vapeur surchauffée à haute pression.

La vapeur à haute pression fait tourner une turbine qui entraîne un alternateur. L'énergie électrique produite par cet alternateur est amenée à un niveau de tension supérieur, pour ensuite être acheminée au réseau global d'électricité (RGÉ).

Groupes à turbines à combustion (GTC)

La Figure 14–9 représente un GTC sous forme de schéma de principe simplifié. Les GTC peuvent brûler du gaz naturel ou du mazout. Généralement, le combustible est amené directement dans la chambre de combustion avec de l'air à haute pression injecté par un compresseur. Le combustible et l'air sont brûlés, libérant ainsi des gaz dont la température varie entre 900° et 1 100° C.

Les gaz chauds passent dans les aubes de la turbine, ce qui a pour effet de la faire tourner à grande vitesse. La turbine entraîne un alternateur traditionnel qui produit de l'électricité, qui est ensuite acheminée au RGÉ.

Cycle combiné (CC)

Les groupes à cycle combiné sont composés de GTC dotés de générateurs de vapeur à récupération de chaleur (GVRC), dont les dimensions sont appropriées. La Figure 14–10 représente, sous forme de schéma de principe,

Figure 14–7 **Gamme de prix prévue pour l'accroissement des approvisionnements en combustible nucléaire**

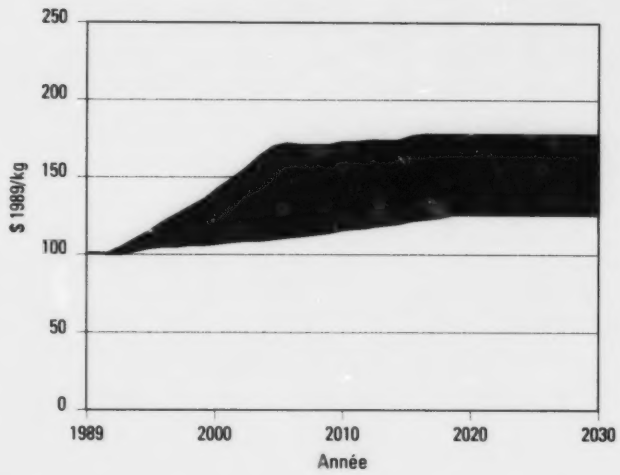


Figure 14–8 **Schéma de principe simplifié du COPV et de la CALF**

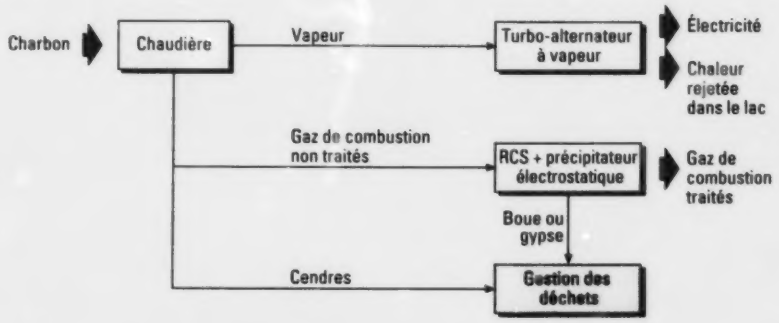


Figure 14–9 **Schéma de principe simplifié du GTC**

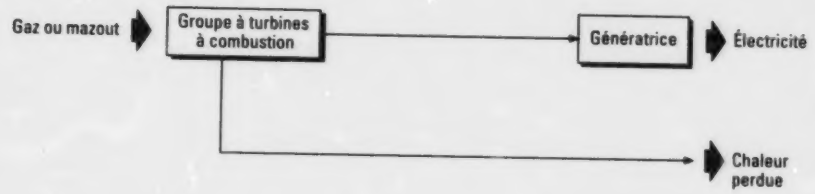
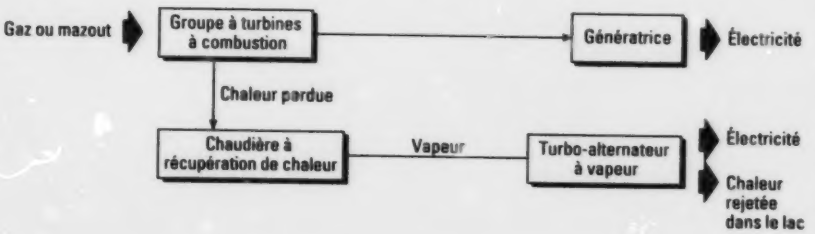


Figure 14–10 **Schéma de principe simplifié du CC**



un groupe CC type. Comme pour les GTC, le gaz naturel ou le mazout est le combustible primaire du CC. Le GVRC utilise la chaleur des gaz d'échappement du GTC pour produire de la vapeur, qui sert à entraîner un turbo-alternateur à vapeur traditionnel qui produit de l'électricité. En utilisant le gaz d'échappement pour produire de l'électricité, les applications du CC ont un rendement supérieur aux GTC.

Cycle combiné de gazéification intégrée (CCGI) (charbon)

Le CCGI prolonge le procédé de conversion CC d'une étape, puisqu'il prévoit une installation de gazéification du charbon pour permettre d'utiliser le charbon à coût inférieur comme combustible primaire. Ce procédé de conversion intègre plusieurs procédés éprouvés, par exemple le cycle combiné et la gazéification du charbon, pour constituer une solution offrant un rendement élevé et caractérisé par sa propreté. La Figure 14–11 représente, sous la forme d'un schéma de principe simplifié, une installation CCGI type.

Le combustible primaire, soit le charbon, est converti en gaz de synthèse dans le gazéificateur. Ce gaz est refroidi et nettoyé afin d'éliminer les particules et le soufre avant d'être amené au GTC pour produire de l'électricité. Le CCGI se prête mal à des arrêts et à des remises en marche fréquents.

Un CCGI peut prendre la forme d'une installation par phases ou sans phase. Une installation par phases est réalisée en trois stades autonomes. Dans le premier stade, les GTC sont alimentés au gaz naturel ou au mazout. Au deuxième stade, un générateur de vapeur à récupération de chaleur et un turbo-alternateur permettent d'accroître la capacité et le rendement de l'installation. Au troisième stade, le charbon est converti en gaz de synthèse pour permettre de faire face à une charge supérieure ou pour compenser les prix élevés du mazout et du gaz. En règle générale, les installations par phases offrent, à court terme, la souplesse qui permet de faire face à l'accroissement de la demande.

Les installations sans phase prévoient un seul stade et sont généralement aménagées sous forme de centrales à rendement élevé et parfaitement intégrées. Ce type d'installation se prête à un fonctionnement en continu pendant de longues durées.

Combustion atmosphérique à lit fluidisé (CALF)

Ces installations sont dotées des mêmes éléments et fonctions de base que le cycle ordinaire de production de la vapeur reproduit à la Figure 14–8. La différence essentielle repose sur l'utilisation d'une chaudière de combustion à lit fluidisé. La chaleur de combustion libérée par le charbon dans le lit est utilisée pour produire, dans des tubes à l'intérieur de la chaudière, une vapeur surchauffée. Dans le lit fluidisé, de la chaux permet de capter le dioxyde de soufre libéré par la combustion.

Même si ce procédé permet d'utiliser toutes sortes de combustibles à faible teneur en soufre, le combustible primaire retenu pour l'établissement de l'hypothèse est le charbon des États-Unis, avec une teneur en soufre de 2,5 %.

Centrales CANDU

Un réacteur nucléaire est une installation qui produit de la chaleur. Le réacteur et le générateur de vapeur connexe assurent la même fonction qu'un générateur dans une centrale à cycle ordinaire de production de la vapeur. Le moyen de production de la chaleur est la différence essentielle entre les solutions nucléaires et fossiles. Dans le procédé de conversion, une réaction nucléaire produit la chaleur. Pour entretenir cette réaction, on ralentit ou modère les neutrons.

La centrale CANDU représentée à la Figure 14–12 est le procédé de conversion utilisé dans les solutions 11 et 12. Les réacteurs CANDU, qui constituent une technologie sans précédent, utilisent l'oxyde de deutérium ou l'eau lourde† comme modérateur. En utilisant ce modérateur†, les centrales CANDU peuvent consommer de l'uranium naturel comme

Figure 14–11 **Schéma de principe simplifié du CCGI**

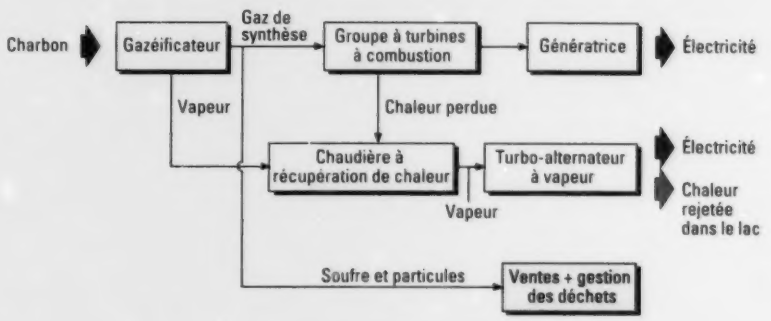
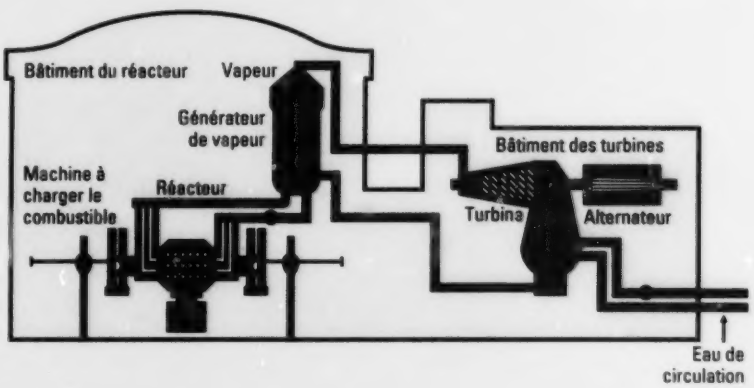


Figure 14–12 **Centrale CANDU**



combustible. CANDU signifie «CANada Deutérium Uranium».

L'eau lourde est également utilisée pour transporter la chaleur à partir des grappes de combustible et pour l'acheminer jusqu'au générateur de vapeur. Ce générateur produit de la vapeur à partir de l'eau ordinaire pour entraîner un turbo-alternateur traditionnel situé dans un autre bâtiment que le réacteur.

Protection de l'environnement

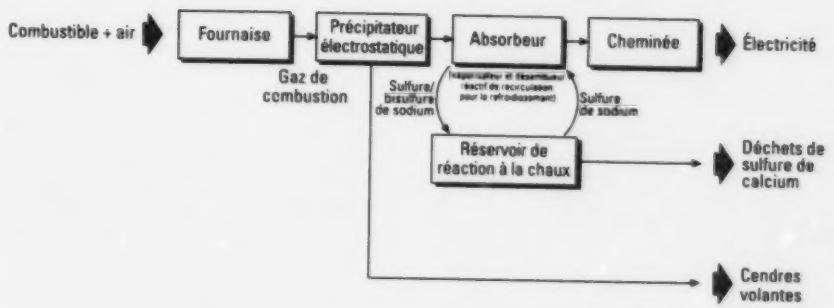
Le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, le gaz carbonique et les particules rejetées ont tous une incidence sur l'environnement. Ils favorisent la formation des pluies acides et le réchauffement global connu sous le nom d'«effet de serre». Ils peuvent également influer sur la qualité de l'air dans les environs des centrales.

Les rejets provenant des solutions fossiles varient considérablement, selon les procédés de conversion et les mesures de protection de l'environnement auxquels ces solutions font appel.

Même s'il est impossible de réduire à zéro les rejets provenant des solutions fossiles, Ontario Hydro a bon espoir que les incidences environnementales produites par ces solutions (sauf les rejets de CO_2) puissent être limitées grâce à des mesures de protection appropriées. Il est possible de respecter les normes en matière de qualité de l'air dans les environs des centrales et les règlements officiels sur les émissions acides en actualisant les mesures de protection de l'environnement dans les centrales en place et en mettant en oeuvre, dorénavant, des solutions fossiles propres.

Le niveau des rejets de gaz carbonique (CO_2) de chaque solution fossile représente une préoccupation à long terme. Le CO_2 est considéré comme un important facteur du réchauffement global; or il n'existe pas, pour quelque solution fossile que ce soit, de technologie économe qui permette de réduire les rejets de CO_2. Les améliorations de l'efficacité électrique, ainsi que les solutions d'approvisionnement non fossiles, constituent les solutions à privilégier dans la lutte contre les rejets de CO_2.

Figure 14–13 **Schéma de principe simplifié de la DGC alcaline mixte à la chaux**



Afin de respecter les normes en matière d'environnement, les mesures de protection environnementales suivantes sont prises en compte dans l'étude des solutions fossiles :

- La désulfuration des gaz de combustion† (DGC) pour réduire les rejets de dioxyde de soufre (SO_2);
- La réduction catalytique sélective† (RCS), les brûleurs à faible rejet de NO_x et l'injection d'eau ou de vapeur pour réduire les rejets d'oxyde d'azote; et
- Les précipitateurs électrostatiques ou les filtres en tissu pour l'élimination des particules provenant des gaz de combustion.

Réduction du dioxyde de soufre

Les combustibles fossiles comme le charbon et, dans une moindre mesure, le mazout renferment un faible pourcentage de soufre qui donne lieu à la formation de dioxyde de soufre (SO_2) au moment de la combustion. Le gaz carbonique, l'azote et la vapeur d'eau représentent l'essentiel des gaz libérés par la fournaise dans le cadre des solutions fossiles; le dioxyde de soufre représente environ 0,17 % du volume de ces gaz.

Traditionnellement, on utilisait de grandes cheminées pour disperser les rejets et réduire avec succès les émissions de SO_2 dans les environs. Cependant, ces cheminées n'ont pas permis de résoudre le problème du transport et de l'élimination des polluants qui causent, par exemple, les pluies acides. Par conséquent, il faut recourir à du matériel DGC pour éliminer le dioxyde de soufre émanant des gaz de combustion.

Concrètement, les procédés DGC ont tendance à être très encombrants et onéreux, étant donné qu'il faut traiter de forts volumes de gaz de combustion. Parce que le dioxyde de soufre est acide, ces procédés font appel à des matériaux alcalins appelés «réactifs» pour absorber et éliminer le dioxyde de soufre libéré par les gaz de combustion.

Il existe, essentiellement, trois grands procédés DGC auxquels on pourrait faire appel : les boues de chaux, les alcalins mixtes à la chaux et les sécheurs-vaporisateurs à la chaux.

À l'heure actuelle, le procédé des boues de chaux est largement utilisé dans le monde entier. Il s'agit de la solution retenue pour

la centrale de Lambton, étant donné qu'elle représente une technologie éprouvée. Même si ce dernier procédé est utilisé dans certaines rétromodernisations, le procédé des produits alcalins mixtes à la chaux est celui qui a été retenu pour les solutions 1 et 2, étant donné qu'il est plus facilement exploitable et plus efficace, pour l'élimination, que le procédé des boues à la chaux. Il est également moins onéreux, avec le charbon à 2,5 % de soufre, que les procédés de boues à la chaux ou de sécheurs-vaporisateurs à la chaux.

Dans le procédé des produits alcalins mixtes à la chaux, représenté à la Figure 14–13, les gaz de combustion qui quittent la fournaise sont d'abord nettoyés des particules de cendres fines qu'ils renferment grâce à un précipitateur électrostatique; ils sont ensuite refroidis par la vaporisation d'un réactif de recirculation dans un absorbeur. Un réservoir de réaction à la chaux sert à regénérer le réactif de sulfure ou de bisulfure de sodium utilisé dans l'absorbeur. Les gaz de combustion traversent ensuite un désembueur et se rendent jusqu'à la cheminée, où ils sont éliminés. Ce procédé produit des déchets de sulfure de calcium qu'on peut utiliser comme remblai ou qu'on peut traiter pour en faire des revêtements muraux. Ce procédé devrait offrir un rendement de l'ordre de 90 % pour l'élimination du SO_2.

Dans les solutions 3 et 4, la teneur en soufre du combustible est assez faible pour éviter d'avoir recours à une installation DGC. Dans les solutions CCGI et CALF, l'élimination du SO_2 est inhérente aux procédés de conversion, comme nous l'avons expliqué auparavant. Dans les solutions faisant appel au gaz naturel, il n'y a pas de rejet de SO_2. Il s'agit des solutions 5, 6 et 7 et des deux premières phases de la solution 8.

Réduction des oxydes d'azote

Ces oxydes sont depuis longtemps considérés comme des causes de pollution atmosphérique et d'ozone au niveau du sol. On les considère de plus en plus comme des facteurs de l'ozone à faible concentration.

Les oxydes d'azote se forment au moment de la combustion des combustibles fossiles, par exemple le charbon, le mazout ou le gaz naturel. Les gaz de combustion consistent essentiellement dans le gaz carbonique, l'azote et l'eau, le NO_x représentant de 0,035 % à 0,07 % des gaz de combustion en volume. Trois démarches essentielles permettent de contrôler les rejets d'oxyde d'azote : l'injection de vapeur et d'eau, les brûleurs à faible rejet de NO_x et la réduction catalytique sélective. L'injection d'urée représente une autre technologie possible. Ontario Hydro met actuellement cette solution à l'essai.

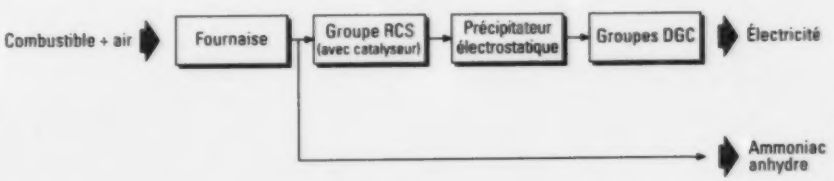
Dans l'injection de vapeur et d'eau, on peut injecter de la vapeur ou de l'eau dans les brûleurs afin de limiter la température de combustion et de contrôler la production d'oxydes d'azote. Il est possible de réaliser d'importantes réductions des rejets de NO_x dans les GTC alimentés au mazout ou au gaz grâce à ce procédé.

Toutes les solutions fossiles prévoient des brûleurs conçus pour limiter les rejets de NO_x.

La réduction catalytique sélective représentée à la Figure 14–14 est le seul procédé de contrôle postcombustion des oxydes d'azote qui existe sur le marché à l'heure actuelle. Les solutions 1, 2, 3, 6, 9 et 10 font toutes appel à ce procédé, afin de réduire les rejets de NO_x dans le respect des normes d'Ontario Hydro. S'il en est ainsi, c'est en raison de la charge supérieure (FUA) prévue dans le cas de ces solutions.

Selon ce prodécé, on injecte de l'ammoniac anhydre dans les gaz de combustion entre la fournaise et le précipitateur électrostatique; le mélange qui en résulte passe par un lit catalyseur de composés de vanadium, de platine ou de titane. L'ammoniac réduit les oxydes d'azote en azote et en eau en présence du catalyseur. Le catalyseur utilisé est le seul produit usé qu'il faut éliminer. Il est possible de supprimer, grâce à ce procédé, jusqu'à 80 % des rejets de NO_x. Le catalyseur est onéreux et doit être remplacé quand il n'est plus réactif.

Figure 14–14 **Schéma de principe simplifié de la RCS**



Réduction des rejets de particules

Le charbon et, dans une moindre mesure, le mazout renferment des matériaux non combustibles appelés «cendres» ou «particules». Les rejets de particules des gaz de combustion sont nuisibles, puisqu'ils sont la cause de la pollution atmosphérique, de difficultés respiratoires et de dépôts polluants dans les environs des centrales au charbon ou au mazout. Le charbon consommé par Ontario Hydro est nettoyé au chantier minier afin de réduire les niveaux de cendres dans toute la mesure du possible. Ontario Hydro a également aménagé, entre la fournaise et la cheminée de ses installations, des dispositifs de lutte contre les rejets qui permettent généralement d'éliminer plus de 98 % des particules. Comme pour les autres mesures de contrôle des rejets, ces dispositifs ont tendance à être encombrants et onéreux en raison des très forts volumes de gaz de combustion qu'il faut traiter. Les précipitateurs électrostatiques et les filtres en tissu constituent les deux types essentiels de moyens de contrôle des particules. Toutes les solutions COPV alimentées au charbon font appel à des précipitateurs électrostatiques.

Un précipitateur électrostatique se compose, essentiellement, d'une grande boîte renfermant des rangées parallèles de plaques collectrices et d'électrodes de décharge que traversent les gaz de combustion. Les électrodes sont ensuite mises sous haute tension; les particules et les cendres deviennent chargées électriquement et collent aux surfaces collectrices, qui sont nettoyées à intervalles réguliers. Cette méthode de contrôle des particules est, de loin, la plus répandue dans les chaudières alimentées au charbon et au mazout; elle offre une durée utile très pratique de 40 ans.

Dans le cas des solutions CCGI, la lutte contre les rejets de particules est inhérente au procédé de gazéification. Pour la solution CALF, la lutte contre les rejets de particules est assurée par les filtres en tissu, qui sont relativement nouveaux dans l'équipement des chaudières. Ces filtres offrent un rendement élevé. Leurs frais d'exploitation sont supérieurs à ceux des précipitateurs électrostatiques, puisqu'il faut, en principe, remplacer les filtres-sacs tous les trois à cinq ans. Dans l'ensemble, on peut compter sur une durée utile de 40 ans.

Radioactivité

Dans la solution des centrales CANDU, la lutte contre les rejets radioactifs s'effectue selon le principe «ALARA» (niveau de rejet réalisable le plus raisonnable possible). À la différence des centrales fossiles, le procédé de production de la chaleur primaire dans le réacteur nucléaire s'effectue en «cycle fermé». Normalement, l'uranium utilisé comme combustible ne libère pas de déchets radioactifs; en outre, la radioactivité est confinée grâce à un revêtement réalisé à partir d'un alliage de zirconium. Le système de caloportage en circuit fermé assure un confinement supplémentaire; le réacteur se trouve dans un bâtiment confiné. Enfin, la centrale est isolée par une zone d'exclusion d'un rayon d'un kilomètre à partir du coeur du réacteur.

Le risque d'accident pouvant provoquer la défaillance de ces obstacles et entraîner l'émission de radioactivité est considéré comme un problème de sécurité publique et fait l'objet des rapports sur la sécurité nucléaire énumérés dans les documents de consultation du présent rapport.

En bref, le principe de la protection de l'environnement grâce au confinement du bâtiment nucléaire assure des rejets radioactifs minimums dans l'exploitation quotidienne de ce type de centrale.

Configuration

Les solutions sont élaborées selon les dimensions optimales des groupes pour chaque procédé de conversion. Ces dimensions sont généralement fonction des économies d'échelle, des dimensions des groupes qui existent sur le marché, des résultats obtenus grâce à des dimensions particulières, de l'application prévue et des besoins du réseau. Voici les dimensions retenues pour l'éventail des procédés de conversion :

- Groupes COPV de 500 et 800 MW
- GTC de 150 MW
- Groupes CC et CCGI de 660 MW
- Groupes CALF de 200 MW
- Groupes CANDU de 450 et 881 MW.

Le nombre de groupes par centrale, qui a également une incidence sur le coût, est une autre considération en matière de configuration. Les centrales multigroupes offrent généralement des coûts unitaires inférieurs, puisqu'elles se partagent les mêmes installations et le même matériel, ainsi que le même personnel d'entretien et d'administration, en plus de bénéficier de la normalisation des méthodes et de la formation. À l'heure actuelle, Ontario Hydro utilise, comme norme de configuration, la centrale à quatre groupes pour les grandes centrales multigroupes destinées à répondre aux charges intermédiaires et de base. La configuration normalisée a été retenue pour les solutions 1, 2, 3, 8, 9, 10 et 11.

Pour les applications de pointe, et dans les cas où la superficie du site limite le nombre de groupes, les centrales renferment moins de groupes. Les solutions 4, 5, 6 et 7 font appel à une configuration de deux groupes par centrale.

La centrale CANDU 3 (groupes de 450 MW) représente une nouvelle formule évoluée mise au point par Énergie atomique du Canada Ltée (ÉACL). Une configuration à un seul groupe est envisagée pour l'élaboration d'un prototype, et on examine à l'heure actuelle une centrale à vocations multiples qui pourrait offrir des perspectives à long terme.

L'aménagement des principaux éléments représente la troisième considération en matière de configuration.

Pour une intégration optimale, chacune des phases des solutions CC et CCGI doit faire l'objet d'une configuration appropriée. Pour les solutions 6, 7, 8 et 9, la première phase de chaque groupe de 660 MW comprend trois GTC de 150 MW et la deuxième phase se compose d'un générateur de vapeur à récupération de chaleur de 210 MW. Pour les solutions 8 et 9, une troisième phase

composée d'un gazéificateur doté de dimensions appropriées est également nécessaire.

Application au réseau

Un procédé de conversion utilisé de pair avec un combustible primaire est parfaitement adapté pour une application particulière. Certaines solutions sont plus efficaces quand on les utilise pendant un fort pourcentage de temps. D'autres sont mieux adaptées à de courtes durées. Par exemple, les solutions comportant des dépenses d'immobilisations faibles et des frais d'exploitation élevés ne sont idéales que lorsqu'on les utilise pendant les périodes de pointe. Les solutions dont les frais d'exploitation sont inférieurs offrent un meilleur rendement quand on les emploie pendant un fort pourcentage du temps.

Il existe trois grandes catégories d'application au réseau : la charge de pointe, la charge intermédiaire et la charge de base.

Les solutions les plus concurrentielles, à des facteurs d'utilisation annuelle (FUA) pouvant atteindre 20 %, appartiennent à la première catégorie. Il s'agit des solutions 4, 5 et 7 et de la première phase des solutions 6 et 8.

Les solutions les plus concurrentielles à des FUA de 20 % à 60 % appartiennent à la deuxième catégorie. Il s'agit des solutions 2, 3, 6 et 8. Les solutions 2, 3 et 8 pourront également être utilisées pour répondre à la charge de base; elles seraient alors plus onéreuses que les solutions ci-après.

Les solutions dont le FUA est supérieur à 60 % appartiennent à la troisième catégorie. Il s'agit des solutions 1, 9, 10, 11 et 12.

Ces solutions peuvent également s'appliquer à des charges intermédiaires supérieures; elles sont alors plus onéreuses que les solutions de la deuxième catégorie.

CARACTÉRISTIQUES DES SOLUTIONS FOSSILES ET NUCLÉAIRES

Nous avons vu, plus tôt dans le présent chapitre, que 10 solutions fossiles et 2 nucléaires pouvaient être adaptées à l'élaboration des plans. Ces

Caractéristiques des solutions relatives au cycle ordinaire de production de la vapeur

	Solution 1 4 x 800 MW, charbon É.-U., avec DGC et RCS*
Application au réseau :	• Parfaitement adaptée à la charge de base
	• Adaptation possible à la charge intermédiaire
Coût :	• La moins chère des solutions fossiles à un FUA élevé
	• CUMÉ ($ 1989) : 3,9 ¢/kWh à un FUA de 80 % 4,5 ¢/kWh à un FUA de 60 %
	• Le combustible est un élément de coût prépondérant du cycle de la durée utile; cependant, les prix du combustible devraient demeurer faibles ou modérés dans un avenir prévisible
Environnement :	• Grâce à un matériel de combustion approprié, possibilité de respecter les règlements officiels et normes d'Ontario Hydro actuels
	• Les rejets de SO_2 peuvent être réduits à 1,6 g/kWh grâce aux DGC
	• Les rejets de NO_x peuvent être réduits à 0,25 g/kWh grâce aux RCS
	• Les rejets de CO_2 sont de 860 g/kWh et ne peuvent être réduits efficacement
	• Les rejets solides sont de 96 g/kWh; cependant, la plupart des déchets de cendres et d'épurateurs peuvent être utilisés pour fabriquer des produits secondaires, par exemple des revêtements muraux et du ciment
Socio-économie :	• Incidence directe et importante sur l'emploi en Ontario, grâce aux immobilisations et aux frais EEA
	• Le charbon doit être importé des États-Unis, ce qui crée peu d'emplois au Canada ou en Ontario
	• À un FUA de 80 %, environ 45 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario
Sécurité :	• Bons antécédents de sécurité des centrales en place
Souplesse :	• Les grands groupes offrent moins de souplesse d'exploitation
	• Délais de construction de 5 à 8 ans
	• Certaine souplesse pour la combustion du charbon à faible teneur en soufre
Ressource privilégiée :	• Le combustible est une ressource non renouvelable, mais abondante
	• On ne le retrouve pas au Canada
Validité technique :	• Ontario Hydro a une vaste expérience des cycles de vapeur traditionnels
	• Ontario Hydro n'a pas l'expérience directe des groupes de 800 MW; ailleurs dans le monde, cette expérience est cependant assez vaste
	• Ontario Hydro n'a pas l'expérience des DGC; ailleurs dans le monde, cette expérience est vaste et les DGC affichent un rendement satisfaisant aux États-Unis
	• L'expérience de la RCS est limitée à l'Allemagne et au Japon

Solution 2 4 x 800 MW, charbon É.-U., avec DSC et RCS

- Adaptée aux charges intermédiaire et de base
- Possibilité d'adaptation à la charge de pointe
- CUMÉ : 5 ¢/kWh à un FUA de 60 %
  6,3 ¢/kWh à un FUA de 42 %
  10,2 ¢/kWh à un FUA de 20 %

- Environ 60 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario à un FUA de 40 %

- Souplesse d'exploitation pour les charges de pointe, intermédiaire et de base

- Ontario Hydro a une vaste expérience directe des groupes de 800 MW, puisqu'elle en compte 12 en service

Solution 3 4 x 800 MW, charbon de l'Ouest canadien, avec RCS

- Adaptation aux charges intermédiaire et de base
- Possibilité d'adaptation à la charge de pointe
- CUMÉ : 5,1 ¢/kWh à un FUA de 60 %
  6,2 ¢/kWh à un FUA de 40 %
  9,4 ¢/kWh à un FUA de 20 %
- Les prix du combustible ne sont pas influencés par la variation des taux de change
- Le transport représente une grande partie du coût du combustible

- Les rejets de SO_2 sont de 2,3 g/kWh en raison de la faible teneur en soufre du charbon
- Les rejets de CO_2 sont de 910 g/kWh
- Les déchets solides sont de 48 g/kWh et se composent essentiellement de cendres

- Avantages en matière d'emplois et de développement régional essentiellement dans les provinces de l'Ouest
- Environ 55 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario à un FUA de 40 %

- Souplesse d'exploitation pour les charges de pointe, intermédiaire et de base

- Le combustible existe au Canada, mais non en Ontario

- Ontario Hydro a une vaste expérience directe des groupes de 800 MW, puisqu'elle en compte 12 en service
- Ontario Hydro a l'expérience du charbon de l'Ouest canadien mélangé avec le charbon É.-U. dans 8 groupes de 800 MW
- Ontario Hydro n'a pas l'expérience des grandes chaudières nécessaires pour les groupes de 800 MW consommant du charbon de l'Ouest canadien (non mélangé)

Caractéristiques des solutions faisant appel à des groupes à turbines à combustion

	Solution 4 2 x 150 MW, mazout	Solution 5 2 x 150 MW, gaz naturel
Application au réseau :	• Parfaitement adaptée à la charge de pointe • Possibilité d'adaptation aux charges intermédiaire et de base, mais à un coût plus élevé	
Coût :	• Le mazout léger est le combustible fossile le plus cher • Même si le coût du combustible est élevé, les dépenses d'immobilisations faibles rendent cette solution économique à un FUA inférieur • CUMÉ ($ 1989) : 10,4 ¢/kWh à un FUA de 20 % 12,8 ¢/kWh à un FUA de 10 % • Les prix du combustible sont très incertains et devraient augmenter à long terme	• CUMÉ : 8,5 ¢/kWh à un FUA de 20 % 10,7 ¢/kWh à un FUA de 10 % • Les prix du gaz devraient augmenter en chiffres réels à long terme, tout en restant inférieurs à ceux du mazout
Environnement :	• Possibilité de respecter les règlements officiels et les normes d'Ontario Hydro à l'heure actuelle • L'application aux charges de pointe réduit l'incidence potentielle sur l'environnement • Le mazout léger est faible en soufre et les rejets de SO_2 s'apparentent à ceux du charbon É.-U. épuré, en s'établissant à 1,6 g/kWh • Les rejets de NO_x sont de l'ordre de 0,9 g/kWh, compte tenu de la technologie actuelle, mais devraient être inférieurs grâce au perfectionnement de la conception GTC • Les rejets de CO_2 sont comparables à ceux du charbon É.-U., à 960 g/kWh • Aucun déchet solide	• Aucun rejet de SO_2 • À 605 g/kWh, les rejets de CO_2 sont faibles par rapport à ceux des autres solutions fossiles
Socio-économie :	• Avantages limités en matière d'emplois en Ontario, en raison de l'utilisation du combustible importé, qui est l'élément prépondérant des coûts du cycle de la durée utile • Environ 30 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario à un FUA de 10 % • Possibilité de l'extension des assises de fabrication des GTC en Ontario	• À un FUA de 10 %, environ 30 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario
Sécurité :	• Les installations déjà en place (qui comportent des groupes de dimensions inférieures) ont des antécédents satisfaisants	
Souplesse :	• Délais de construction de 1 à 2 ans, qui offrent la souplesse de planification nécessaire pour répondre à un accroissement de la charge supérieur aux prévisions • La capacité de fabrication peut représenter une contrainte • Possibilité de stocker le mazout • Souplesse d'exploitation, surtout pour les charges de pointe	• Pour faire appel à l'alimentation interruptible en gaz (prix inférieur), il faut utiliser le mazout stocké pour faire l'appoint
Ressource privilégiée :	• Incertitude des approvisionnements à long terme • Grande utilité dans les applications de rechange • Combustible non renouvelable, mais existant au Canada	
Viabilité technique :	• Même si les GTC des dimensions projetées sont toujours au stade du développement, la solution repose sur une conception éprouvée utilisée depuis de nombreuses années dans le monde entier • Si cette taille s'avère impossible à réaliser, Ontario Hydro pourra installer un plus grand nombre de groupes de tailles inférieures	

Caractéristiques des solutions du cycle combiné

	Solution 8 2 x 880 MW, gaz naturel avec RCS, charge intermédiaire	Solution 7 2 x 880 MW, gaz naturel, charge de pointe
Application au réseau :	• Charge intermédiaire; possibilité d'adaptation à la charge de pointe • Possibilité de répondre à la charge de base, à un prix supérieur	• Pour répondre aux charges de pointe; possibilité d'adaptation à la charge intermédiaire
Coût :	• CUMÉ (\$ 1988) : 5 ¢/kWh à un FUA de 60 % 6,9 ¢/kWh à un FUA de 40 % • Son rendement supérieur lui permet d'être plus économique que les GTC, à des FUA supérieurs à environ 20 %	• CUMÉ : 9,8 ¢/kWh à un FUA de 20 % 12,1 ¢/kWh à un FUA de 10 % • En raison de son rendement supérieur, cette solution pourrait représenter la solution la moins chère pour les charges de pointe, dans les cas où les prix du gaz naturel augmentent plus que prévu
Environnement :	• Possibilité de respecter les règlements officiels et les normes d'Ontario Hydro à l'heure actuelle • Aucun rejet de SO_2 • Possibilité de réduire les rejets de NO_x à 0,25 g/kWh grâce aux RCS • À 430 g/kWh, les rejets de CO_2 sont les plus faibles parmi les solutions fossiles • Aucun déchet solide	• À 425 g/kWh, les rejets de CO_2 sont les plus faibles parmi les solutions fossiles
Socio-économie :	• Avantages limités en matière d'emplois en Ontario en raison de l'utilisation d'un combustible importé, qui est un élément prépondérant des coûts du cycle de la durée utile • À un FUA de 40 %, environ 35 % – 60 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario • Le développement modulaire ou par étapes peut réduire les incidences locales • Possibilité d'extension des usines de fabrication des GTC en Ontario	• À un FUA de 10 %, environ 45 % – 65 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario
Sécurité :	• Ailleurs, des installations semblables ont atteint des résultats satisfaisants	
Souplesse :	• Délais de construction courts, de 3 à 5 ans, et possibilité d'un développement par étapes, ce qui apporte de la souplesse pour la planification • Pour utiliser une alimentation interruptible en gaz (prix inférieur), il faut stocker du mazout pour faire l'appoint • Souplesse d'exploitation pour un large éventail d'applications au réseau	
Ressource privilégiée :	• Incertitude des approvisionnements à long terme • Très grande utilité dans les applications de rechange • Le combustible est non renouvelable mais existe au Canada	
Validité technique :	• Même si Ontario Hydro n'a pas l'expérience directe du CC, cette solution a fait ses preuves dans le monde entier • Les caractéristiques des GTC qui composent le CC sont identiques à celles des solutions 4 et 5	

Caractéristiques des solutions CCGI et CALF

	Solution 8 4 x 660 MW, charbon É.-U., CCGI par phases
Application au réseau :	• Solution adaptée à tout l'éventail des applications, grâce à la construction par phases
Coût :	• **Avantage au plan des coûts, puisque l'élaboration de chaque phase peut être adaptée aux besoins du réseau** • **CUMÉ ($ 1989) : 11,6 ¢/kWh pour la phase GTC à un FUA de 10 %** **7,2 ¢/kWh pour la phase CC et l'exploitation à un FUA de 30 %** **6 ¢/kWh pour la phase CCGI et l'exploitation à un FUA de 45 %**
Environnement :	• Possibilité de respecter les règlements officiels et les normes d'Ontario Hydro à l'heure actuelle • Pour la première phase, les rejets s'apparentent à ceux des GTC de la solution 5; pour la deuxième phase, ils sont identiques à ceux du CC de la solution 7 • Rejets de la phase CCGI : SO_2 - 0,52 g/kWh NO_x - de 0,3 à 0,5 g/kWh CO_2 - 905 g/kWh • Les déchets solides secs de la phase CCGI, qu'il est facile de gérer, sont de 31 g/kWh, ce qui en fait l'une des solutions les moins onéreuses
Socio-économie :	• **Avantage important sur l'emploi direct et indirect en Ontario, grâce aux dépenses d'immobilisations et aux frais EEA** • **Il faut importer le combustible; par conséquent, peu d'emplois sont créés au Canada ou en Ontario** • **À un FUA de 40 %, environ 50 % – 60 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario**
Sécurité :	• Aucun risque prévu pour la sécurité
Souplesse :	• **Le CCGI par phases offre une bonne souplesse de planification; l'élaboration de la solution par phases donne lieu à des délais de mise en production courts et à la possibilité d'harmoniser la production avec les besoins du réseau** • **La phase I offre l'économie du GTC pour les besoins de pointe** • **La phase II offre la possibilité de faire face à un accroissement de la charge et des prix du gaz** • **La phase III permet de produire du gaz de synthèse à partir du charbon à prix inférieur, ce qui permet de changer de combustible et de réaliser des économies à des FUA supérieurs**
Ressource privilégiée :	• Les phases I et II utilisent le gaz naturel comme combustible principal; leurs ressources privilégiées sont identiques à celles de la solution 5 • La phase III utilise le charbon É.-U. comme combustible principal; ses ressources privilégiées sont identiques aux solutions 1 et 2
Viabilité technique :	• **Ontario Hydro n'a pas l'expérience directe de cette technologie** • **Dans le monde entier, les applications commerciales sont limitées à des groupes prototypes de 100 MW** • **Même si les phases sont bien connues, le rendement à long terme de ce principe n'a pas été démontré**

Solution 9 4 x 680 MW, charbon É.-U., CCSI sans phase, avec RCS

- Parfaitement adaptée pour la charge de base; possibilité d'adaptation à la charge intermédiaire
- **CUMÉ : 4,2 g/kWh à un FUA de 80 %**
  4,8 g/kWh à un FUA de 60 %
- À 0,47 g/kWh, les rejets de SO_2 sont les plus faibles parmi les solutions relatives au charbon
- Les rejets de NO_x peuvent être réduits à 0,25 g/kWh grâce à la RCS
- Les rejets de CO_2 atteignent 805 g/kWh
- Les déchets solides secs, qu'il est facile de gérer, sont de 28 g/kWh, ce qui représente le niveau le plus faible parmi les solutions relatives au charbon
- **À un FUA de 80 %, environ 50 % – 60 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario**
- **Cette solution n'offre pas la souplesse de planification apportée par la construction par phases**
- Identique à la phase III de la solution 8

Solution 10 4 x 200 MW, charbon É.-U., CALF avec RCS

- Solution parfaitement adaptée à la charge de base; possibilité de répondre à la charge intermédiaire
- **CUMÉ : 5,2 g/kWh à un FUA de 80 %**
  8,1 g/kWh à un FUA de 60 %
- Rejets de SO_2 comparables à ceux du charbon É.-U. épuré à 1,7 g/kWh
- Les rejets de NO_x peuvent être réduits à 0,25 g/kWh grâce à la RCS
- Rejets de CO_2 à 920 g/kWh
- Déchets solides de 82 g/kWh
- **À un FUA de 80 %, environ 50 % – 60 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario**
- **Possibilité d'utiliser un certain nombre de combustibles à faible teneur**
- **Cette solution n'offre pas la souplesse de planification liée à la construction par phases**
- Identique à la phase III de la solution 8
- **Ontario Hydro n'a pas l'expérience de cette méthode**
- **D'autres pays ont une expérience qui est limitée aux installations de petite taille**
- **Rendement à long terme démontré, surtout dans les applications à la charge de base**

Caractéristiques des solutions CANDU

	Solution 11 4 x 881 MW, CANDU
Application au réseau :	• Solution parfaitement adaptée pour répondre à la charge de base • Solution adaptable à la charge intermédiaire (de 40 % à 60 %)
Coût :	• **Même si les dépenses d'immobilisations sont élevées, les coûts d'exploitation relativement faibles en font la solution le moins chère pour les applications à la charge de base** • **CUMÉ ($ 1989) : 3,1 ¢/kWh à un FUA de 80 %** **4,0 ¢/kWh à un FUA de 60 %**
Environnement :	• Possibilité de répondre aux règlements officiels et aux normes d'Ontario Hydro à l'heure actuelle • Les centrales CANDU fonctionnent en circuit fermé; dans des conditions normales, presque aucun rejet; traditionnellement, les rejets sont inférieurs à 1 % des niveaux approuvés par la CCEA • Principaux dérivés : déchets radioactifs à activité élevée ou faible, en quantité minime mais de longue durée • Une méthode d'évacuation à long terme du combustible irradié est examinée à l'heure actuelle par le Comité fédéral d'examen des évaluations environnementales
Socio-économie :	• **Avantages directs et indirects importants sur l'emploi en Ontario** • **À un FUA de 80 %, plus de 85 % des coûts du cycle de la durée utile sont investis en Ontario** • **Incidence collective modérée pour les centrales existantes et potentiellement importante pour les centrales nouvelles** • **Exploitation et extension possible de l'infrastructure actuelle de l'industrie nucléaire ontarienne** • **Le public s'inquiète des risques de rejets radioactifs**
Sécurité :	• Excellents résultats en matière de sécurité • La conception respecte toutes les exigences de la CCEA • Les préoccupations du public en matière de sécurité ont fait l'objet d'un vaste examen, à une époque récente, par F.K. Hare, dans le cadre de l'Étude sur la sécurité des centrales nucléaires de l'Ontario. On a constaté que les réacteurs d'Ontario Hydro sont exploités dans un souci de sécurité et dans le respect de normes rigoureuses de rendement technique
Souplesse :	• **Souplesse d'exploitation limitée tant que les possibilités de fonctionnement par cycle ne sont pas bien établies** • **Délais de construction de 5 à 8 ans, ce qui limite la souplesse de planification**
Ressource privilégiée :	• L'uranium est exploité aussi bien en Ontario qu'en Saskatchewan • Ressource non renouvelable, mais abondante et concentrée • Combustible possédant peu de débouchés de rechange
Validité technique :	• **Technologie bien établie et éprouvée; exploitée depuis de nombreuses années par Ontario Hydro** • **Avantages démontrés dans le cadre d'un programme nucléaire normalisé**

[redacted]

Solution 12 1 x 450 MW, CANDU

- **À un FUA de 80 %, le CUME est évalué à plus de 4 ¢/kWh**
- **Incidence collective modérée en raison de la petite taille de l'installation**
- Les caractéristiques de sécurité devraient être analogues à celles des centrales CANDU de 881 MW mieux établies
- **Délais de construction estimatifs de 3 à 5 ans, ce qui offre plus de souplesse pour la planification**
- **Prototype nécessaire pour faire la preuve de la viabilité commerciale**

12 solutions répondent toutes aux critères primaires essentiels. Leurs caractéristiques laissent cependant apparaître des différences importantes, qui découlent des considérations exposées auparavant. Ces caractéristiques entrent en ligne de compte dans le choix des solutions retenues pour l'élaboration du Plan.

Les Figures 14–14 à 14–18 donnent un aperçu des grandes caractéristiques de ces 12 solutions. Seules les grandes caractéristiques qui laissent apparaître des différences importantes parmi les solutions sont exposées, pour mettre en relief les caractéristiques dominantes prises en compte dans le processus de sélection. Le lecteur trouvera, au sujet des caractéristiques de ces solutions, de plus amples renseignements dans les documents rétrospectifs du Plan de l'offre et de la demande. Toutes les estimations représentées dans ces figures portent sur l'aménagement des solutions sur un site existant.

La Figure 14–20 fait état des incidences environnementales des 10 solutions fossiles. La Figure 14–21 présente les estimations du CUMÉ pour les 10 solutions fossiles et les 2 solutions nucléaires pour une gamme de facteurs d'utilisation annuelle, en supposant leur aménagement dans un site existant.

JUSTIFICATION DU CHOIX DES SOLUTIONS POUR L'ÉLABORATION DU PLAN

Comme nous l'avons vu au début du présent chapitre, 14 grandes solutions d'approvisionnement peuvent se prêter à l'élaboration du Plan. Nous avons décrit les deux solutions d'achat, ainsi que les motifs pour lesquels l'offre d'Hydro-Québec a été refusée et une convention a été conclue avec Manitoba Hydro. Dans la présente section, nous évaluerons les autres solutions fossiles et nucléaires, en vue de justifier

L'aménagement d'importantes lignes de transport est un élément essentiel des achats d'électricité auprès des sociétés de services publics voisines.

Incidences environnementales des solutions fossiles

N° de la solution	Description	SO_2 (g/kWh)	NO_x (g/kWh)	CO_2 (g/kWh)	Déchets solides (g/kWh)
1	4 x 800 MW char. É.-U. COPV/DGC/RCS	1,6	0,25–0,31	860	95
2	4 x 500 MW char. É.-U. COPV/DGC/RCS	1,6	0,25–0,31	860	95
3	4 x 500 MW char. OC COPV/RCS	2,3	0,25–0,31	910	48
4	2 x 150 MW mazout GTC	1,6	0,88	880	0
5	2 x 150 MW gaz GTC	0	0,87	605	0
6	2 x 660 MW CC/RCS, intermédiaire	0	0,25–0,31	430	0
7	2 x 660 MW CC, pointe	0	0,62	425	0
8	4 x 600 MW, par phases, CCGI*	0,52	0,30–0,53	905	31
9	4 x 600 MW, sans phase, CCGI/RCS	0,47	0,25–0,31	805	28
10	4 x 200 MW CALF/RCS	1,7	0,25–0,31	920	82

*Les données présentées portent sur la phase CCGI; les phases GTC et CC s'apparentent aux solutions 5 et 7 respectivement.

Resume des CUMÉ pour les solutions fossiles et nucleaires

N° de la solution	Description	CUMÉ en cents 1989/kWh FUA 10 %	FUA 20 %	FUA 40 %	FUA 60 %	FUA 80 %
1	4 x 800 MW char. É.-U. COPV/DGC/RCS	15,6	9,0	5,6	4,5	3,9
2	4 x 500 MW char. É.-U. COPV/DGC/RCS	18,0	10,2	6,3	5,0	4,3
3	4 x 500 MW char. OC COPV/RCS	15,8	9,4	6,2	5,1	4,5
4	2 x 150 MW mazout GTC	12,8	10,4	9,1	8,6	8,5
5	2 x 150 MW gaz GTC	10,7	8,5	7,2	6,8	6,8
6	2 x 660 MW CC/RCS, intermédiaire	13,9	9,2	6,9	6,0	5,5
7	2 x 660 MW CC, pointe	13,1	8,6	6,5	5,6	5,2
8	4 x 600 MW par phases, CCGI	s/o	s/o	6,0	s/o	s/o
9	4 x 600 MW, sans phase, CCGI/RCS	18,5	10,4	6,2	4,8	4,2
10	4 x 200 MW CALF/RCS	24,7	13,8	8,0	6,1	5,2
11	4 x 881 MW CANDU	22,0	11,2	5,8	4,0	3,1
12	1 x 450 MW CANDU	s/o	s/o	s/o	s/o	>4*

Notes : Les estimations du CUMÉ sont calculées en fonction du site existant et de la date présumée de mise en service, soit octobre 2002.
Selon les estimations, le CUMÉ de la solution CANDU 3 est supérieur à 4 cents/kWh, à un FUA de 80 %, compte tenu des données préliminaires.

les six solutions retenues pour l'élaboration du Plan (chapitre 15).

Les 10 solutions fossiles (charbon, mazout et gaz) ont fait l'objet d'une vaste analyse dans l'Examen des coûts thermiques. La solution des 4 groupes CANDU de 881 MW a été examinée de façon approfondie dans le cadre de l'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires. La solution de la centrale CANDU 3 de 450 MW représente une nouvelle méthode qui a fait l'objet d'études et de recherches auprès de l'ÉACL.

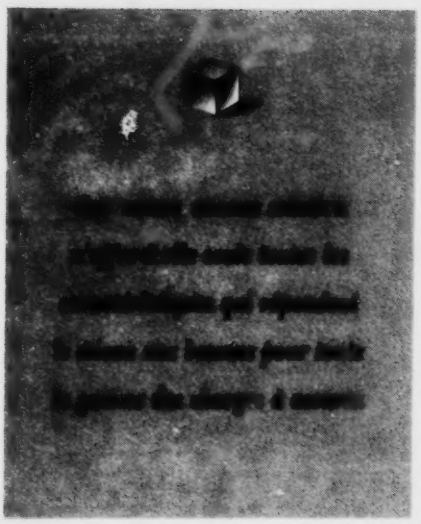
Les principales caractéristiques de ces 12 solutions sont décrites dans la section précédente, par rapport aux critères d'évaluation exposés auparavant. Ces caractéristiques sont appelées à jouer un rôle important pour l'élaboration du Plan.

Il est également essentiel de retenir les solutions des différents procédés de conversion qui respectent le mieux les critères d'évaluation. Le report d'un certain nombre de solutions différentes permet de formuler et d'évaluer des plans qui comportent des caractéristiques très différentes.

Le choix des solutions doit également tenir compte des exigences du réseau global d'électricité. Comme nous l'expliquions au Chapitre 3, les exigences du réseau comprennent les charges de base, intermédiaire et de pointe. Cependant, aucune solution ne réunit à elle seule toutes les caractéristiques qui répondent parfaitement aux besoins des charges de base, intermédiaire et de pointe. Il est donc essentiel de retenir un ensemble de solutions.

Solutions retenues pour répondre aux besoins de la charge de base

Les besoins en matière de plans nouveaux pour les sources majeures d'approvisionnement au cours de la durée du Plan, soit 25 ans, totalisent 15 GW de puissance et 61 TWh d'énergie selon la prévision médiane. Les centrales existantes qui répondent à la charge de base ne suffiront pas à faire face à l'accroissement de cette charge. Par conséquent, il faudra faire appel à des solutions qui apportent



une puissance importante pour répondre à cette charge.

Voici les solutions jugées convenables pour l'élaboration du Plan (charge de base) :

- Solution 1 – 4 x 800 MW, charbon É.-U., COPV avec DGC et RCS;
- Solution 9 – 4 x 660 MW, CCGI (sans phase) avec RCS; et
- Solution 11 – 4 x 881 MW, CANDU.

Trois des six procédés de conversion, soit le GTC, le CC et la CALF, ne sont pas adaptés, en raison de leurs frais élevés de combustible. Dans le cas peu probable d'une baisse importante des prix du gaz (actuels et prévisionnels), les centrales à cycle combiné alimentées au gaz pourraient être économiques pour répondre à la charge de base. Ce type de centrale, s'il était retenu pour remplacer une centrale CANDU, consommerait une quantité de gaz représentant 25 % de la consommation totale de la province en 1988.

COPV pour répondre à la charge de base

Justification du choix de la solution 1 – 4 x 800 MW, COPV

Cette solution est retenue à titre de solution fossile pour répondre à la charge de base dans l'analyse du Plan. Comme l'indique la Figure 14–20, il s'agit de la solution fossile la moins chère (3,9 ¢/kWh à un FUA de 80 %) pour les applications à la charge de base. Même si elle donne lieu, au début, à des dépenses d'immobilisations élevées, ces dépenses sont légèrement inférieures à celles des solutions nucléaires. À la différence du nucléaire, le combustible est un élément de coût prépondérant des coûts du cycle de la durée utile de la solution; sa rentabilité est donc très vulnérable aux variations des prix à long terme du charbon. Cependant, ces prix devraient se stabiliser à long terme.

Cette solution prévoit un matériel de protection de l'environnement approprié pour respecter l'ensemble des règlements officiels et des normes d'Ontario Hydro à l'heure actuelle. Ce matériel comprend des DGC, qui permettraient d'éliminer plus de 90 % du SO_2, des RCS, qui permettraient d'éliminer 80 % du NO_x, et des précipitateurs, qui permettraient d'éliminer plus de 98 % des particules dans les gaz de combustion.

Même si le combustible utilisé ne se retrouve pas en Ontario et représente une ressource non renouvelable, il est abondant et il en existe des réserves prouvées totalisant des centaines d'années, compte tenu des niveaux de production actuels.

Ontario Hydro a une vaste expérience de la méthode du COPV. Même si elle n'a pas l'expérience directe des centrales de 800 MW, d'autres pays possèdent de vastes connaissances dans ce domaine.

Justification du rejet des solutions 2 et 3 – 4 x 500 MW, COPV

La solution 1 est considérée comme la meilleure, parmi les solutions COPV, pour les applications à la charge de base. Ses caractéristiques s'apparentent suffisamment à celles des solutions 2 et 3 pour être considérées comme représentatives des solutions COPV pour les besoins de l'analyse du Plan.

Comme l'indique la Figure 14–21, la solution COPV la moins importante comprend des coûts supérieurs à la solution 1 pour les applications à la charge de base.

La solution 2 constitue simplement une version réduite de la solution 1. Elle offre une certaine souplesse d'exploitation pour un FUA inférieur lié à la taille également inférieure des centrales. Cependant, étant donné qu'il existe peu de différences à un FUA supérieur, la solution 2 n'est pas retenue pour les applications à la charge de base.

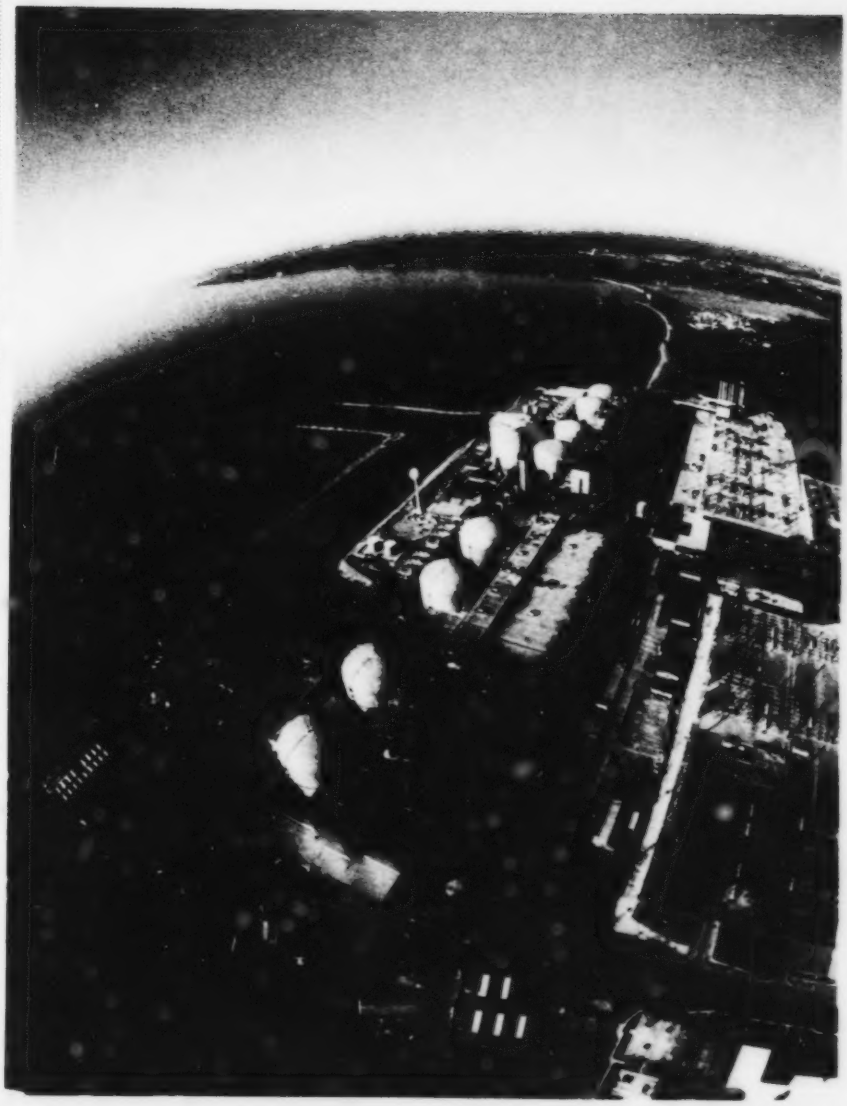
Dans le cadre de la solution 3, l'utilisation du charbon à faible teneur en soufre de l'Ouest canadien donne lieu à des rejets de dioxyde de soufre semblables à ceux de la solution 1. Parce qu'il n'est pas nécessaire de prévoir d'épurateur, les déchets solides de la solution 3 sont deux fois moins élevés que ceux de la solution 1. Cependant, ses rejets de CO_2 sont légèrement supérieurs à ceux de la solution 1. Les différences en ce qui concerne les caractéristiques environnementales et la ressource privilégiée ne compensent pas le coût supérieur de la solution 3. Voilà pourquoi cette dernière solution n'a pas été retenue.

CCGI et CALF pour les besoins de la charge de base

Justification du choix de la solution 9 – CCGI sans phase

La solution 9 (4 x 660 MW, sans phase, CCGI) est retenue pour assurer la représentation des solutions fossiles en développement pour les besoins de l'élaboration et de l'analyse du Plan. Même si son coût est légèrement supérieur à celui de la solution 1 pour les applications à la charge de base, la solution 9 laisse entrevoir une amélioration de l'efficacité et de la protection de l'environnement.

Ontario Hydro n'a pas d'expérience directe dans le domaine de la CCGI. Ailleurs dans le monde, les applications commerciales de cette solution se limitent à des prototypes de 100 MW. Même si les éléments de la méthode CCGI sont parfaitement compris, son rendement à long terme n'a pas été démontré à grande échelle pour les applications à la charge de base. Comme solution prometteuse par son rendement élevé et sa propreté, elle mérite d'être examinée pour l'élaboration du



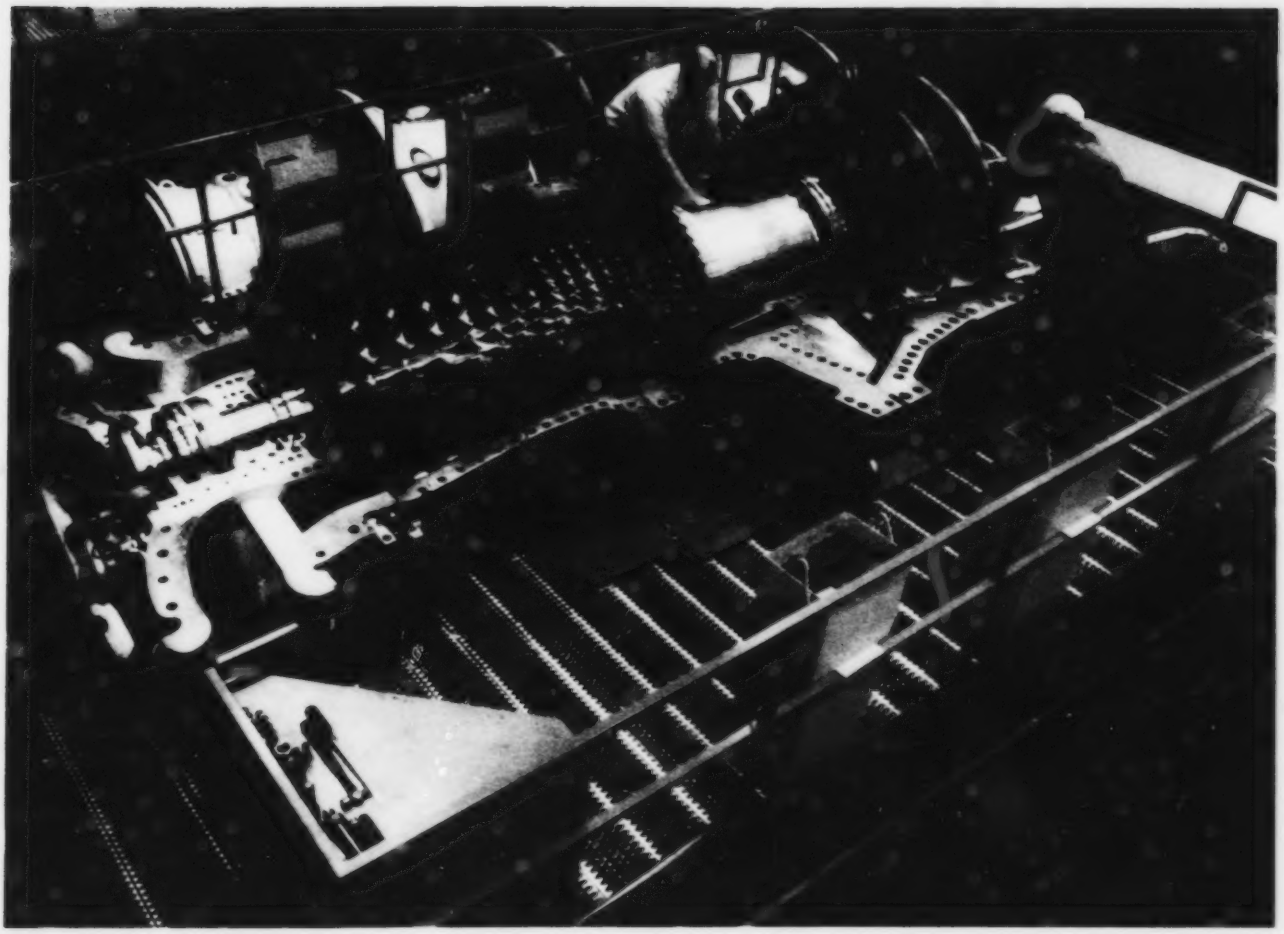
Tous les réacteurs nucléaires exploités par Ontario Hydro sont de type CANDU.

Plan. Cependant, son rendement non démontré, qui en retarderait l'application jusqu'à la fin de la période du Plan, soulève certaines préoccupations et ne donne pas à Ontario Hydro suffisamment de temps pour acquérir de la confiance à l'endroit de cette méthode.

Justification du rejet de la solution 8 – CCGI par phases, ou de la solution 10 – CALF

La solution 8 est identique à la solution 9, sauf pour le gazéificateur de la centrale, dont le modèle différent coûte moins cher, mais est également moins efficace; en outre, ce gazéificateur représente une conception optimale dans les cas où la centrale est appelée à fonctionner à un facteur d'utilisation annuelle inférieur. Même si la solution 8 apporte une certaine souplesse de planification en raison de sa réalisation par phases, elle est mieux adaptée aux charges intermédiaire ou de pointe, en raison, essentiellement, de la conception de son gazéificateur.

Comme l'indique la Figure 14–21, le CUMÉ de la solution CALF dépasse de plus de 20 % celui de la solution CCGI pour les applications à la charge de base. Même s'il s'agit d'une nouvelle solution qui assure une combustion propre du charbon, la CALF se caractérise par des incidences environnementales supérieures à celles de la solution CCGI. Ses rejets de CO_2 sont légèrement supérieurs; cependant, ses rejets de SO_2 et de déchets solides sont nettement supérieurs à ceux du CCGI. La possibilité de l'aménager pour utiliser un certain nombre de combustibles à faible teneur représente son seul avantage. Comme dans le cas du CCGI, Ontario Hydro n'a aucune expérience de la CALF; cette dernière méthode est d'ailleurs très peu utilisée ailleurs dans le monde. Le rendement à long terme de cette solution n'a pas été prouvé, notamment dans le cas des applications à la charge de base. Voilà pourquoi la solution 10 n'est pas retenue pour l'analyse du Plan. La solution CCGI semble mieux adaptée aux applications de la charge de base, parmi toutes les solutions fossiles nouvelles.



Les groupes à turbines à combustion permettent de satisfaire à la puissance maximale appelée.

Les centrales CANDU pour les besoins de la charge de base

Justification du choix de la solution 11 – 4 x 881 MW, CANDU

Comme le montre la Figure 14–21, la solution des 4 tranches CANDU de 881 MW est celle qui coûte le moins cher (3,1 ¢/kWh à un FUA de 80 %) pour les applications à la charge de base. Malgré des dépenses d'immobilisations élevées, ses frais de combustible, parce qu'ils sont faibles, en font une solution qui offre des coûts inférieurs pour la durée utile de l'installation et des coûts énergétiques annuels très stables, qui résistent à l'inflation.

Les centrales CANDU respectent l'ensemble des règlements officiels et des normes d'Ontario Hydro actuels en matière d'environnement; elles permettraient d'aider à satisfaire aux règlements prévus en matière de CO_2. À l'heure actuelle, le Comité fédéral d'examen des évaluations environnementales examine une méthode pour l'élimination à long terme du combustible irradié. Les préoccupations en matière de sécurité publique ont fait l'objet d'une vaste analyse, à une époque très récente, par F.K. Hare, dans le cadre de l'Étude sur la sécurité des centrales nucléaires de l'Ontario. Cette étude a permis de constater que les réacteurs d'Ontario Hydro sont exploités dans un souci de sécurité et dans le respect de normes rigoureuses de rendement technique. M. Hare a également établi que le risque d'accident assez grave pour porter atteinte à la sécurité du public, même s'il ne peut jamais s'établir à zéro, continue de représenter une probabilité très lointaine.

Les centrales CANDU sont alimentées à l'uranium, matériau qui se retrouve aussi bien

en Ontario qu'en Saskatchewan. Même si l'uranium est une ressource non renouvelable, il existe en quantités abondantes et a peu de débouchés concurrents.

La solution des quatre tranches CANDU de 881 MW repose sur des technologies bien établies et éprouvées, utilisées depuis plusieurs années avec succès par Ontario Hydro. En continuant d'exploiter le programme nucléaire normalisé, il serait possible d'en retirer des avantages à long terme, notamment des coûts inférieurs, en plus d'assurer une certaine continuité de travail pour les fournisseurs des éléments importants des centrales nucléaires.

Justification du rejet de la solution 12 – CANDU 3

CANDU 3 représente une méthode CANDU évoluée mise au point par Énergie atomique du Canada Ltée au cours des dernières années. Cette méthode laisse entrevoir des réductions de coûts et des améliorations du facteur d'utilisation viagère du réacteur nucléaire grâce à certaines modifications, par exemple l'amélioration de la maintenabilité et de la constructibilité du réacteur. Cette solution se caractérise par une tranche de 450 MW, au lieu des 4 tranches types de 881 MW utilisées dans les aménagements d'Ontario Hydro comportant quatre tranches de même puissance. Selon ÉACL, ces centrales, moins importantes, sont financièrement avantageuses pour le Canada et d'autres pays d'outre-mer.

Dans son évaluation de la centrale CANDU 3, Ontario Hydro conclut que :

- parce qu'aucune centrale CANDU 3 n'a été réalisée et mise à l'épreuve, il est impossible de retenir cette solution pour un programme commercial à grande échelle d'approvisionnement en électricité pour l'instant; et
- même en supposant que l'on construise une centrale CANDU 3 et qu'elle offre un rendement fiable, rien ne garantit qu'elle offrirait des avantages supérieurs aux économies d'échelle déjà apportées par les centrales de 4 x 881 MW normalisées, éprouvées et déjà exploitées par Ontario Hydro.

Pour ces deux motifs, nous ne retenons pas, à l'heure actuelle, la centrale CANDU 3 comme solution à élaborer à grande échelle. Cependant, consciente de l'intérêt que présente une centrale plus petite pour des applications au Canada et à l'étranger, Ontario Hydro a fait savoir qu'elle est disposée à acheter de l'électricité produite à partir d'une centrale CANDU 3 selon le principe des coûts épargnés.

Solutions retenues pour répondre aux besoins de la charge de pointe

Même si l'on met en œuvre des programmes de déplacement de la charge et que l'on développe les autres sites économiques de l'Ontario, il faudra toujours compter sur d'autres solutions pour répondre à la charge de pointe.

Pour cette application, quatre des six procédés de conversion, soit le COPV, le CCGI sans phase, la CALF et les centrales CANDU, ne sont pas adaptés, en raison de leur CUMÉ élevé quand les centrales fonctionnent à un facteur d'utilisation faible. Le GTC, le CC phase I et le CCGI phase I représentent les trois solutions retenues pour l'élaboration du Plan permettant de répondre à la charge de pointe.

GTC pour répondre aux besoins de la charge de pointe

Justification du choix de la solution 5 – GTC, gaz

Comme l'indique la Figure 14-21, le GTC alimenté au gaz représente la solution la moins chère pour répondre à la charge de pointe, à un FUA de 10 %. Au plan environnemental, il s'agit d'une solution propre, puisqu'elle ne donne lieu à aucun rejet de SO_2 et de déchets solides. Les rejets de NO_x produit par cette solution respectent les normes d'Ontario Hydro et devraient régresser au fur et à mesure du perfectionnement de la conception des GTC. Les rejets de CO_2 sont d'environ 30 % inférieurs à ceux des centrales au charbon et au mazout.

L'aménagement de GTC dans les centrales fossiles en place représente la solution majeure d'approvisionnement qui offre les délais de mise en production les plus courts, en plus d'apporter la souplesse de planification qui permet de répondre à un accroissement de la charge plus élevé que prévu. Ces centrales, déjà en exploitation, permettent de raccourcir les délais de mise en production, puisque le personnel d'exploitation et d'entretien est déjà formé et qu'elles permettent de tirer le meilleur parti des installations de transport, terrestres et de service de ces centrales. La possibilité d'utiliser du mazout léger comme combustible de rechange représente un autre avantage pour ce qui est de la souplesse. En stockant du mazout pour faire l'appoint, Ontario Hydro peut profiter des contrats d'alimentation interruptibles pour le gaz naturel, dont le prix est inférieur.

Le gaz naturel, qui a également des débouchés dans le domaine du chauffage et dans le secteur de la chimie, laisse entrevoir des possibilités de pénurie à long terme. Les prix du gaz naturel sont très incertains et devraient augmenter à long terme. Toutefois, l'ajout de la phase CC, pour améliorer l'efficacité, et de la phase de gazéification, pour permettre de recourir au charbon, dont le coût est inférieur, pourrait compenser, à l'avenir, les prix du gaz élevé.

Même si le GTC de 150 MW projeté pour cette solution se trouve toujours au stade du développement, sa conception repose sur un procédé de conversion éprouvé, pour lequel des pays réunissent de nombreuses années d'expérience. Si ce GTC s'avérait peu pratique, Ontario Hydro pourrait, à titre de solution, installer un plus grand nombre de groupes de puissance inférieure.

Justification du rejet de la solution 4 – GTC au mazout

La solution 4 s'apparente à la solution 5, sauf en ce qui concerne le combustible primaire, qui est le mazout léger. Parce que les prix du pétrole devraient rester supérieurs à ceux du gaz, cette solution comporte des coûts plus élevés que ceux de la solution 5 pour toutes les applications. Elle n'offre pas d'avantages inhérents par rapport à la solution 5, sauf en ce qui concerne la possibilité de stocker le

Les plans tiennent compte de la nécessité de raccorder les centrales aux réseaux de transport en place.

mazout en grandes quantités. Cependant, cet avantage très modeste ne compense pas son rendement environnemental inférieur et ses coûts supérieurs.

Le CC et le CCGI pour répondre aux besoins de la charge de pointe

Comme l'indique la Figure 14–21, le CC et le CCGI comportent tous deux des CUMÉ supérieurs à ceux de la solution 5 quand les centrales fonctionnent à un FUA faible. Cependant, quand le FUA dépasse 20 %, le CC devient plus économique; quand il dépasse 40 %, le CCGI l'emporte par ses avantages économiques.

Même si le CC et le CCGI ne sont pas expressément retenus pour répondre à la demande de pointe, le choix des GTC apporte la souplesse qui permet de réaliser ces procédés de conversion, dans les cas où l'accroissement de la demande ou des prix du combustible le justifie. Par conséquent, on peut considérer que la première phase du CC et du CCGI est adaptée aux applications de pointe.

Solutions retenues pour répondre aux besoins de la charge intermédiaire

Les études ont permis de constater que les besoins portent essentiellement sur les charges de base et de pointe. Les besoins en matière de charge intermédiaire devraient être satisfaits, pour la plupart, par les centrales au charbon existantes. Ce n'est que vers la fin de la période du Plan de 25 ans qu'il faudra sans doute répondre à des besoins supplémentaires de puissance intermédiaire.

Comme l'indique la Figure 14–21, les solutions concurrentielles pour les applications à la charge de base le sont également à l'échelon supérieur de la charge intermédiaire. Par conséquent, les solutions retenues pour répondre à la charge de base conviennent également dans le cas des applications à la charge intermédiaire supérieure.

Les solutions concurrentielles pour les applications à la charge de pointe le sont également pour la charge intermédiaire inférieure. Par conséquent, les solutions retenues pour répondre à la charge de pointe conviennent également à la charge intermédiaire inférieure.

Voilà pourquoi, pour retenir les solutions permettant de répondre à la charge intermédiaire, il n'est pas nécessaire de réévaluer les solutions qui sont parfaitement adaptées aux applications des plages étroites des charges de base et de pointe. Il s'agit des solutions représentées par les centrales CANDU et les GTC.

Voici les deux autres solutions qui n'ont pas été retenues pour répondre aux charges de pointe et de base :

- Solution 6 – 2 x 660 MW, CC avec RCS; et
- Solution 8 – 4 x 660 MW, CCGI par phases – phase 2.

COPV pour répondre aux besoins de la charge intermédiaire

Justification du rejet des solutions COPV

Comme nous l'avons expliqué auparavant dans la section portant sur le choix des solutions permettant de répondre à la charge de base, la solution 1 offre le COPV le mieux adapté pour répondre à ce type de charge. Il en va de même pour l'éventail des applications à la charge intermédiaire supérieure. Il n'est donc pas nécessaire de retenir de solutions nouvelles pour représenter le COPV à cette fin.

Étant donné que les possibilités de fonctionnement par cycles des grands groupes COPV comportent des limites techniques, les groupes COPV de puissance inférieure pourraient mieux convenir à l'éventail des applications de la charge intermédiaire inférieure. Cependant, les COPV/CC sont plus économiques et offrent de meilleures caractéristiques en ce qui concerne la protection de l'environnement et la souplesse d'exploitation pour cette gamme d'applications. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de retenir de solution représentative pour le COPV, compte tenu des applications limitées auxquelles cette solution pourrait être adaptée.

CC, CCGI et CALF pour répondre aux besoins de la charge intermédiaire

Justification du choix de la solution 6 – CC et de la solution 8 – CCGI par phases

Parmi les solutions CC, CCGI et CALF, les solutions 6 et 8 apportent le maximum de souplesse d'exploitation pour un large éventail d'applications à la charge intermédiaire. Leur élaboration par phases donne lieu à des délais de mise en production courts et permettent d'harmoniser la production de l'électricité avec les besoins du réseau. La première phase de ces deux options, soit le GTC, peut être élaborée pour les applications à la charge de pointe. Au fur et à mesure de l'accroissement de la demande ou des prix du gaz, il est possible d'ajouter la deuxième phase afin d'accroître la puissance et d'améliorer l'efficacité. Dans le cas de la solution 8, on peut ajouter la troisième phase pour produire du gaz de synthèse à partir du charbon, dont le coût est moins élevé, ce qui permet de changer de combustible et de réaliser des économies à un FUA supérieur.

En matière d'environnement, ces deux solutions comportent des caractéristiques égales ou supérieures aux solutions COPV.

Ontario Hydro n'a aucune expérience directe de l'une ou l'autre de ces solutions;

il existe cependant, dans d'autres pays, de vastes connaissances au sujet du CC; cependant, l'exploitation commerciale du principe CCGI est limitée. Grâce à l'élaboration par phases, l'implantation de la troisième phase peut être retardée pour donner à Ontario Hydro suffisamment de temps pour acquérir de la confiance à l'endroit de la CCGI au fur et à mesure de son perfectionnement.

Justification du rejet des solutions 7, 9 et 10

La solution 7 est adaptée aux applications relatives à la charge de pointe. Elle est représentée par la solution 6 pour les applications à la charge intermédiaire. De même, la solution 9 correspond aux applications de la charge de base; elle est représentée par la solution 8 pour les applications aux charges de pointe et intermédiaire.

La solution 10 n'est pas économique et n'offre pas d'avantages environnementaux par rapport aux autres solutions pour les applications à la charge intermédiaire. C'est pourquoi elle n'est pas retenue pour l'élaboration du Plan.

Résumé

Sept grandes solutions pour l'accroissement de l'offre sont retenues parmi les 14 solutions d'achat et de centrales nucléaires et à combustible fossile pour l'élaboration du Plan. Ces sept solutions sont classées en fonction des besoins auxquels elles répondent le mieux. Pour les applications à la charge de base, quatre applications sont retenues :

- Solution 1 – 4 x 800 MW, charbon É.-U., COPV avec DGC et RCS;
- Solution 9 – 4 x 660 MW, CCGI sans phase, avec RCS;
- Solution 11 – 4 x 881 MW, centrales CANDU; et
- Solution 13 – achat de 1 000 MW auprès du Manitoba.

Deux solutions sont retenues pour répondre à la charge intermédiaire :

- Solution 6 – 2 x 660 MW, CC avec RCS; et
- Solution 8 – 4 x 660 MW, CCGI par phases.

Une solution est retenue pour répondre à la charge de pointe :

- Solution 5 – 2 x 150 MW, GTC, alimenté au gaz.

De plus, certaines de ces sept solutions sont adaptées à d'autres applications. Ainsi, les solutions 1 et 11 conviennent également à la charge intermédiaire supérieure. La première phase des solutions 6 et 8 convient également à la charge de pointe.

CONSIDÉRATIONS EN MATIÈRE D'EMPLACEMENT

La présente section porte sur les incidences de l'emplacement des solutions fossiles et nucléaires retenues dans le cadre des plans exposés au chapitre 15. Les sites existants et repérés sont envisagés à titre d'exemples, afin de s'assurer que les estimations financières sont réalistes et exhaustives.

Voici les questions examinées en ce qui a trait aux sites des solutions fossiles et nucléaires :

- Les critères techniques et économiques pour les sites des centrales;
- Cinq catégories différentes de sites dans le cadre du Plan des sources majeures d'approvisionnement;
- Le mode d'utilisation des sites à titre d'exemples pour l'élaboration du Plan des sources majeures d'approvisionnement;
- Les sites possibles;
- Les nouveaux sites;
- Les catégories de sites et les sites eux-mêmes; et
- Les considérations en matière de sites pour certains projets ultérieurs.

Le choix du site des centrales peut être influencé par le réseau de transport d'électricité, et vice-versa. La section suivante porte sur le réseau général de transport et les incidences sur les sites définis dans la présente section.

Critères techniques et économiques

Le processus du choix des sites d'implantation des centrales tient compte de considérations sociales, environnementales, économiques et techniques. Dans le cadre des études d'implantation, des consultations auront lieu dans les localités, afin de faciliter les évaluations environnementales particulières. Pour être admissibles à de nouvelles études, les sites potentiels doivent d'abord respecter certains critères techniques et économiques de base. Ces critères d'implantation permettent de repérer les sites retenus comme hypothèses dans la formulation des plans. Ils sont également utilisés pour définir les régions dans lesquelles de nouveaux sites peuvent être situés.

Voici une brève description des critères techniques et économiques de base.

Équilibre géographique entre la production et la charge

Les sites retenus doivent assurer un équilibre géographique entre la production et la charge, afin d'assurer la souplesse de l'exploitation et la fiabilité générale du réseau, en plus de réduire les nouvelles exigences en matière de transport et les pertes au titre du transport de l'électricité.

Production limitée sur un site

Un site ne doit pas produire plus de 35 % de l'ensemble des besoins du réseau dans le cadre de sa production d'énergie annuelle. Toute tranche supérieure de production regroupée dans un seul et même site représenterait un risque pour la fiabilité et la sûreté du réseau global d'électricité.

Exigences matérielles de certaines solutions

Chaque solution comporte certaines exigences matérielles, par exemple :

- une quantité suffisante d'eau de refroidissement;
- des fondations solides;
- une superficie suffisante; et
- l'accès aux moyens de transport.

Une infrastructure et des moyens d'accès pour la livraison des grosses pièces d'équipement, des matériaux de construction et des grandes quantités de combustible sont également nécessaires.

Intégration fiable du transport
La distance entre un site et le réseau de transport en place et l'équilibre entre la production et la charge dans les vastes régions de la province représentent deux aspects importants de l'intégration du transport de l'électricité. Les sites doivent être dotés d'installations de transport ou prévoir des moyens de raccordement au réseau global d'électricité. Le maintien d'un équilibre régional entre la production et la charge, diminue, sans l'éliminer, la nécessité d'installations de transport interrégional.

Utilisation efficace de la superficie
Les sites doivent être utilisés de façon optimale. Les sites de grande superficie doivent être réservés aux solutions plus importantes d'accroissement de l'offre, par exemple le COPV à plusieurs groupes, la CCGI et les centrales CANDU. Les sites d'une superficie inférieure doivent être utilisés pour aménager les solutions de moindre importance, par exemple les GTC et le CC. Les sites des centrales fossiles existants doivent être utilisés dans toute la mesure pratique et doivent pouvoir être réutilisés dans les cas où les centrales sont mises au rancart ou hors service.

Délais de mise en production
Les sites existants d'Ontario Hydro permettent des délais de mise en production plus courts que les sites nouveaux dont elle devra faire l'acquisition, surtout quand des centrales sont déjà exploitées sur ces sites et qu'elles sont dotées de toute l'infrastructure pertinente. Les considérations en matière de délais de mise en production sont très importantes, notamment quand il faut implanter des solutions comme celle des GTC face à l'accroissement de la charge.

Coût
Dans l'élaboration des estimations financières des grandes solutions d'accroissement de l'offre, on tient compte des incidences financières générales des sites.

Catégories de sites

Voici les cinq catégories de sites utilisées pour l'élaboration des plans des sources majeures d'approvisionnement :

Centrales et sites existants pouvant être agrandis
Nous avons examiné l'ensemble des centrales et des sites existants afin de savoir s'ils peuvent être agrandis pour l'implantation d'une ou de plusieurs des six solutions fossiles et nucléaires retenues. Les centrales fossiles existantes se prêtent particulièrement bien à l'implantation de GTC, dont les délais de mise en production sont courts, pour répondre à l'accroissement de la charge supérieure. Parce qu'on peut faire appel aux spécialistes et au personnel d'exploitation en poste dans ces centrales, en plus de profiter au maximum de la superficie existante et des autres installations de service, l'utilisation de ces centrales permet de réaliser des économies. Pour permettre d'implanter un GTC, ces sites doivent également pouvoir être raccordés aux pipelines de gaz naturel; il faut également pouvoir y stocker du mazout.

Sites existants sans centrales
Cette catégorie comprend des sites existants d'Ontario Hydro qui permettent d'installer une ou plusieurs des solutions fossiles ou nucléaires retenues. Les sites Wesleyville A et B sont les deux seuls qui appartiennent à cette catégorie pour l'instant.

Centrales et sites existants pouvant être réaménagés au cours de la période du Plan
Dans le cadre de la période du Plan de 25 ans, certaines centrales atteindront la fin de leur durée utile. Ontario Hydro examinera la possibilité de réaménager ces sites pour y implanter des solutions de production d'électricité.

Nouveaux sites définis
Pour les motifs exposés plus loin dans le présent chapitre, cette catégorie comprend tous les nouveaux sites dont l'emplacement approximatif a été jugé convenable pour l'implantation d'une ou de plusieurs des solutions fossiles ou nucléaires retenues. La région du Chenal nord est la seule qui appartienne à cette catégorie pour l'instant.

Nouveaux sites non définis
Cette catégorie comprend tous les nouveaux sites pour lesquels seule la région géographique générale adaptée à l'implantation d'une ou de plusieurs des solutions fossiles ou nucléaires retenues est définie. L'équilibre géologique entre la production et la charge et les considérations de transport, exposées dans la section suivante, limitent la localisation de ces sites au Sud-Ouest et au Nord-Ouest de Toronto. En raison des besoins en eau de refroidissement, ces sites pourraient être implantés sur la rive nord du lac Érié, la rive est du lac Huron ou la rive sud de la baie Georgienne.

Sites utilisés à titre d'exemples
Les sites possibles qui répondent aux critères techniques sont définis. En règle générale, l'objectif vise à ne pas proposer de site réel ni particulier pour les solutions de production d'électricité. La localisation des solutions retenues sur le territoire de la province n'est effectuée que pour illustrer la viabilité technique et économique des solutions retenues.

Les sites sont donc utilisés à titre d'exemples dans l'élaboration des estimations financières des sources majeures d'approvisionnement. Les sites de Darlington B et du Chenal nord sont utilisés pour les solutions nucléaires; ceux de Wesleyville et du Chenal nord sont réservés aux solutions fossiles. L'utilisation de deux sites permet de mettre au point des estimations financières significatives pour chaque solution.

Sites possibles

Il s'agit de sites connus, qui sont envisagés pour l'implantation d'installations nucléaires et à combustible fossile éventuelles dans le cadre de trois plans possibles. Des sites de rechange possibles sont utilisés dans l'élaboration des plans des sources majeures d'approvisionnement.

Sites possibles pour la solution nucléaire

Les sites suivants permettent d'implanter une centrale nucléaire CANDU de quatre tranches de 881 MW de puissance.

Darlington B (près de Bowmanville)
- une centrale CANDU en place
- aucun besoin d'acquérir du terrain supplémentaire
- implanté près d'une zone d'accroissement de la charge
- délai de mise en production le plus court pour une installation nucléaire
- pourrait être intégré aux emprises de ligne existantes.

Wesleyville A & B (près de Port Hope)
- aucune centrale en place
- il pourrait être nécessaire d'acquérir du terrain supplémentaire
- près d'une zone d'accroissement de la charge
- pourrait être intégré aux emprises de ligne existantes.

Bruce C (entre Kincardine et Port Elgin)
- deux centrales CANDU en place
- aucun besoin d'acquérir du terrain supplémentaire
- assez proche d'un centre important d'accroissement de la charge
- nécessiterait de nouvelles emprises pour les lignes de transport
- la concentration de la production dépasserait le critère de la limitation de la production d'électricité en un seul et même site, qui ne peut être envisagé que vers la fin de la période du Plan de 25 ans.

Région du Chenal nord (entre Bruce Mines et Espanola)
- il ne s'agit pas d'un site existant d'Ontario Hydro; cependant, plusieurs sites potentiels de la région ont fait l'objet d'une étude en 1978
- ce site permet d'aménager deux centrales; toutefois, l'exigence d'équilibre géographique entre la production et la charge le limite à une centrale
- distance relativement longue par rapport aux grands centres de consommation
- il faudrait prévoir de nouvelles emprises pour les lignes de transport
- délai de mise en production plus long en raison de l'acquisition et de la préparation du site.

Catégories de sites	Sites	Possibilités de centrales*
1) Centrales et sites existants pouvant être agrandis	Darlington B	CANDU
	Lambton	GTC/SC
	Bruce C	CANDU
	Hearn	GTC/SC
	Keith	GTC/SC
	Nanticoke	GTC/SC
	Lennox A	GTC/SC
	Lennox B	COPV ou CCGI
2) Sites existants sans centrale	Wesleyville A	CANDU ou COPV ou CCGI
	Wesleyville B	CANDU ou COPV ou CCGI
3) Centrales et sites existants pouvant être réaménagés	Hearn	GTC/CC
	Keith	GTC/CCGI
	Lambton	COPV ou CCGI
	Lakeview	COPV ou CCGI
4) Nouveaux sites définis	Région du Chenal nord	CANDU ou COPV ou CCGI
5) Nouveaux sites non définis	Nouveau site 1	CANDU ou COPV ou CCGI
	Nouveau site 2	CANDU ou COPV ou CCGI
	Nouveau site 3	CANDU ou COPV ou CCGI

*GTC/SC – GTC sans récupération
GTC/CC – GTC récupérée en cycle combiné
GTC/CCGI – GTC récupérée en cycle combiné ou en CCGI*

Sites possibles pour les solutions COPV et CCGI

Les sites suivants permettent d'aménager au moins une centrale COPV ou CCGI :

Wesleyville A & B (près de Port Hope)
- aucune centrale sur place
- il pourrait s'avérer nécessaire d'acquérir du terrain supplémentaire
- près d'une zone d'accroissement de la charge
- ce site pourrait être intégré aux emprises de ligne existantes.

Lennox B (près de Bath)
- centrale Lennox A alimentée au mazout sur le même site
- aucun besoin d'acquérir du terrain supplémentaire
- assez près d'un grand centre de consommation
- ce site pourrait être intégré aux emprises de ligne existantes.

Figure 14–23 **Principales lignes de transport d'électricité en l'an 2000**

Région du Chenal nord (entre Bruce Mines et Espanola)

- il ne s'agit pas d'un site existant d'Ontario Hydro; cependant, plusieurs sites potentiels de la région ont été étudiés en 1978
- ce site permet d'aménager deux centrales; cependant, l'exigence d'équilibre géographique entre la production et la charge le limite à une centrale
- distance relativement longue par rapport aux grands centres de consommation
- il faudrait acquérir de nouvelles emprises pour les lignes de transport
- délai de mise en production plus long en raison de la nécessité d'acquérir et de préparer le site.

Centrales mises au rancart

- Les centrales à combustible fossile existantes (Keith, Lakeview et Lambton) pourraient être utilisées pour l'aménagement de nouvelles centrales une fois mises hors service.

Sites possibles pour les solutions GTC et CC

Certains sites comme ceux de Hearn et de Keith ne permettent pas d'installer des centrales CCGI ou de plus grande puissance. Cependant, ils permettent d'ajouter des groupes à turbines à combustion qu'on peut convertir à la production par cycle combiné. Dans le cas de Keith, si le site est réaménagé, il pourrait peut-être accueillir une petite centrale CCGI. Pour répondre à la courbe prévisionnelle supérieure, Ontario Hydro doit compter sur des solutions dans des délais de mise en production qui sont très courts (deux ans). Il faudrait donc installer des groupes à turbines à combustion sur les sites des centrales en exploitation pour raccourcir la durée de la mise en service. Les centrales en exploitation de Lakeview, Lambton, Lennox A et Nanticoke

offrent des solutions réalisables à bref délai pour les motifs suivants :

- le terrain nécessaire existe déjà;
- le personnel compétent d'entretien et d'exploitation est déjà en poste;
- les lignes de transport sont déjà installées, projetées ou doivent subir de légères modifications seulement;
- les ateliers d'entretien, bâtiments d'administration et autres installations de service des centrales sont en place; et
- on peut y acheminer du gaz naturel grâce à des raccordements au gazoduc existant dans le voisinage des centrales; en plus, on peut y stocker du mazout.

À l'heure actuelle, les centrales Hearn et Keith sont en réserve et ne comptent pas de personnel d'entretien et d'exploitation sur place. Dans un délai relativement court, il serait possible d'installer des GTC sur ces sites. Cependant, ces deux centrales sont mieux adaptées à l'aménagement, sur de longues durées, de centrales à cycle combiné qui feraient appel aux installations actuelles ou à un réaménagement des sites. Il se pourrait que l'installation de GTC non convertibles limite l'amélioration de l'exploitation du CC. Les centrales fossiles existantes suivantes pourraient être adaptées à l'aménagement de GTC :

- Hearn (Toronto) – GTC/CC (phase I)
- Keith (Windsor) – GTC/CCGI (phase I)
- Lambton (Sarnia) – GTC
- Nanticoke (Port Dover) – GTC
- Lennox (Bath) – GTC
- Lakeview (Mississauga) – GTC.

Comme nous l'avons vu auparavant, les délais de mise en production de ces solutions et d'aménagement de ces sites seraient plus courts que dans le cas des centrales nucléaires, COPV et CCGI. Il faudrait retenir ces solutions et sites pour disposer de plus de souplesse afin de répondre à l'accroissement de la charge ou à d'autres éventualités.

Nouveaux sites

Le besoin en matière de sites est défini au chapitre 15. Le nombre de sites nécessaires pour les centrales affectées à la charge de base varie entre 1 et 4, selon l'accroissement de la charge et le plan possible retenu. Les sites existants sont pour la plupart à l'est de Toronto; il s'agit de Lennox B, Wesleyville A et B et de Darlington B. Les centrales existantes sont déjà concentrées sur la rive du lac Ontario à l'est de Toronto; il s'agit des centrales de Pickering A et B, de Darlington, de Lennox, ainsi que la centrale Saunders.

Pour assurer un équilibre raisonnable entre la production et la charge, il est préférable de limiter l'expansion de la charge de base à l'est de Toronto à une seule centrale au début de la période du Plan de 25 ans. Il est également préférable de limiter l'aménagement dans la région du Chenal nord à une centrale affectée à la charge de base, pour des considérations de distribution et de transport. Pour ces raisons, le sud-ouest et le nord-ouest de Toronto représenteraient les sites à privilégier pour l'aménagement des centrales affectées à la charge de base. En tenant compte de la nécessité de s'approvisionner en eau de refroidissement, les sites préférables pour l'aménagement de nouvelles centrales sont situés sur la rive nord du lac Érié, la rive est du lac Huron et la rive sud de la baie Georgienne.

Il serait possible d'envisager des sites sur le lac Supérieur; cependant, ils sont moins intéressants en raison de la faible part de la charge du réseau dans cette région et de la distance assez longue qui les sépare des grands centres de consommation du Sud de l'Ontario.

Catégories de sites et sites possibles

La Figure 14–22 énumère les 15 sites possibles, les catégories auxquelles ils appartiennent et le procédé de conversion correspondant.

Considérations d'implantation de certains projets ultérieurs

Dans la mise en oeuvre de son plan proposé pour les sources majeures d'approvisionnement, Ontario Hydro prêtera une attention particulière aux questions communautaires et environnementales dans le processus de choix des sites. Ontario Hydro réalisera ce processus en s'acquittant de son devoir de

Approbations

Les approbations demandées dans le présent document (consulter le chapitre 15) portent sur la nécessité et la justification des centrales et des sites du Plan des ressources hydroélectriques, de même que de nouvelles centrales à combustible fossile et nucléaires. Les sites envisagés pour les différentes centrales à combustible fossile et nucléaires comprennent au moins les sites représentés à la Figure 14-22. Les approbations demandées portent également sur la nécessité et la justification de moyens de transport utilisé pour intégrer la production nouvelle au réseau de transport global en place et existant. Les évaluations subséquentes permettront de s'assurer que les installations approuvées sont implantées et réalisées dans le respect de l'environnement, en permettant au public de faire ses observations. Ces évaluations ne feront pas double emploi avec les questions de planification débattues dans cette demande et ne les reprendront pas non plus.

bon citoyen institutionnel et en créant un esprit de partenariat avec les collectivités. Elle visera à harmoniser les installations projetées avec la situation communautaire et environnementale de la localité, notamment :

- en veillant à la santé et à la sécurité du public, ainsi qu'à la protection de la qualité de l'environnement;
- en donnant aux collectivités l'occasion de se porter volontaires pour recevoir une installation projetée; et
- en communiquant au public l'éventail complet des questions liées aux activités du choix des emplacements et en collaborant avec les collectivités pour les questions qui les concernent.

Les installations d'Ontario Hydro ont des incidences sociales et environnementales. Il faudra réaliser des études détaillées afin d'évaluer parfaitement les incidences particulières liées aux sites potentiels. Ontario Hydro a des principes et des méthodes de collaboration avec les collectivités pour faire face à ces incidences potentielles. Elle veille notamment :

- à éliminer ou à gérer ces incidences dans le cadre de conventions conclues avec les collectivités locales et d'autres accords institutionnels avec les organismes du gouvernement et les ministères;
- à améliorer ou à créer des incidences avantageuses, par exemple l'emploi et l'infrastructure des localités, dans la mesure du possible; et
- à consulter les collectivités sur les questions qui les visent dans le choix des sites, leur aménagement et les phases d'exploitation des centrales, en faisant appel à toutes sortes de mesures pour entretenir des relations avec ces collectivités. Par exemple, elle a fait appel à des comités de liaison composés de représentants des collectivités et de la Société, afin de définir et de débattre des préoccupations et des perspectives créées par les centrales existantes.

CONSIDÉRATIONS DE TRANSPORT

Dans les sections précédentes, nous avons exposé certaines solutions d'accroissement de l'offre à examiner dans l'élaboration des plans et les sites potentiels adaptés à l'aménagement de ces solutions. Il a été admis que l'implantation des centrales a une incidence sur le réseau de transport et que, par conséquent, il faut tenir compte des considérations de transport dans l'implantation des centrales. La présente section vise à discuter des thèmes suivants :

- les objectifs essentiels du réseau de transport sur le réseau global d'électricité (RGÉ);
- le réseau de transport intégré;
- la distinction entre le transport radial† nécessaire pour raccorder un nouveau site au RGÉ et le transport interrégional† nécessaire pour conserver un RGÉ intégré; et
- les exigences de transport permettant de raccorder certains sites au RGÉ et les répercussions du choix des emplacements des centrales sur la nécessité du transport interrégional.

Objectifs du transport

Le réseau global d'électricité (RGÉ) représente le réseau intégré de lignes et de centrales grâce auquel l'électricité est acheminée entre les grandes centrales et les centres de consommation, de même qu'entre les interconnexions avec les sociétés de services publics voisines.

Ce réseau vise à :

- acheminer l'électricité afin de répondre à l'accroissement de la demande prévue, en tenant compte des variations régionales du taux d'accroissement;
- intégrer de nouvelles sources de production ou d'achat d'électricité au réseau de transport intégré, dans le souci d'assurer l'économie et la fiabilité de l'utilisation de cette production ou de cet achat d'électricité;
- intégrer le RGÉ d'Ontario Hydro avec ceux des sociétés de services publics voisines grâce à des interconnexions avec ces sociétés, pour permettre d'apporter au réseau des améliorations d'efficacité et de fiabilité; et
- permettre l'utilisation optimale de la production et des achats d'électricité, pour respecter l'évolution de la demande et les restrictions environnementales.

Réseau de transport intégré

L'aménagement d'un réseau de transport intégré vise essentiellement à permettre l'utilisation la plus rentable des centrales et à assurer une fiabilité suffisante d'approvisionnement pour répondre à la demande régionale en cas de panne de centrale et d'éléments du réseau de transport.

Les principales lignes de transport représentées à la Figure 14–23 constituent un solide réseau de base pour l'intégration des solutions d'accroissement de l'offre et de ralentissement de la demande envisagées. Cependant, il faudra prévoir, au-delà de l'an 2000, des installations de transport global supplémentaires pour faire face à l'accroissement de la demande et intégrer de nouvelles solutions d'accroissement de l'offre, notamment le Plan des ressources hydrauliques, les achats d'électricité et les nouvelles centrales fossiles et nucléaires. La chronologie, la situation et le procédé de conversion, ou encore, le type de production des centrales suivantes et subséquentes, influenceront à la fois la nature et la chronologie de ces installations de transport.

Classification du réseau de transport

Les moyens de transport nécessaires pour intégrer les nouvelles centrales d'Ontario Hydro comprendront le transport radial nécessaire pour raccorder le site au RGÉ en place et projeté. Ils pourraient également comporter les moyens de transport interrégional nécessaires pour assurer un RGÉ intégré. La nécessité d'un moyen de transport radial s'explique uniquement par le choix du site et sa proximité par rapport à un poste de transport convenable, existant ou projeté, au sein du réseau intégré. La nécessité du transport interrégional peut également s'expliquer par le choix du site; cependant, elle concerne également de nombreux autres facteurs, par exemple la

sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement, l'équilibre géographique entre la production et la charge, ainsi que la souplesse et les économies d'exploitation. À ce titre, ces moyens de transport sont régis par l'accroissement de la charge régionale et les considérations en matière de capacité de production en place, en plus de l'emplacement de nouvelles centrales.

Pour illustrer les différences entre le transport radial et le transport interrégional, nous donnons ci-après des exemples des installations nécessaires pour intégrer une centrale de production sur un site existant et dans un nouveau site.

Lennox B (4 x 800 MW, COPV)

• Les moyens de transport *radial* nécessaires comprendraient de nouvelles lignes à 500 kV (moins de 1 km) sur les emprises existantes, afin de raccorder la nouvelle centrale aux lignes existantes et projetées à 500 kV de la région.

• Outre les moyens de transport à 500 kV existants et projetés à partir de la région de Kingston (Lennox) jusqu'à Bowmanville (Darlington), une troisième ligne à 500 kV et à circuit double (46 km) serait nécessaire entre le poste de commutation de Bowmanville et le poste de transformation de Cherrywood (Toronto) en profitant d'une emprise existante. Ces nouveaux moyens de transport seraient nécessaires pour faire face à l'accroissement de l'offre d'électricité à partir de cette nouvelle centrale et des centrales existantes à l'est de Toronto. Ces nouveaux moyens appartiennent à la catégorie du transport *interrégional*.

Région du Chenal nord (4 x 881 MW, CANDU)

• Les moyens de transport *radial* nécessaires correspondent à deux lignes à 500 kV et à circuit unique (50 km) à partir de la nouvelle centrale jusqu'au poste de transformation existant de Mississagi (près de Sault Ste. Marie) sur une nouvelle emprise et à deux lignes à circuit unique et à 500 kV (225 km) à partir du nouveau site jusqu'au poste de transformation existant de Hanmer, à Sudbury, sur une nouvelle emprise.

• Pour faire face à l'accroissement de l'électricité apportée au réseau de transport global existant par la nouvelle centrale et les achats auprès du Manitoba, les nouveaux aménagements hydrauliques et l'achat auprès du secteur privé dans le Nord de l'Ontario nécessiteraient un nouveau réseau de transport interrégional. Ce réseau réclamerait l'implantation d'une nouvelle ligne à 500 kV et à circuit unique (210 km) à partir de Sault Ste. Marie jusqu'à Sudbury sur l'emprise existante, ainsi que de deux nouvelles lignes à 500 kV et à circuit unique (400 km) à partir de Sudbury jusqu'à Toronto, sur une nouvelle emprise.

Il convient de souligner que cet exposé n'est donné qu'à titre d'exemple.

Approbations

Les approbations de transport demandées dans le présent document (chapitre 19) portent sur la nécessité et la justification du transport radial. Les tracés particuliers de ce réseau de transport sont évalués dans le cadre de l'étude environnementale propre au projet pour chaque centrale aménagée.

Dans les cas nécessaires, les approbations portant sur le transport interrégional seront demandées dans le cadre de processus parallèles distincts. Même s'il faut tenir compte d'autres facteurs, la chronologie du transport interrégional est influencée par la localisation des centrales. Par conséquent, il faudra obtenir des approbations pour permettre aux nouveaux moyens de transport interrégional nécessaires d'être en service avant le raccordement de la nouvelle centrale au RGÉ.

TRAITS DOMINANTS

Parmi les quatorze solutions d'achat et de centrales nucléaires et à combustible fossile, nous avons retenu sept grandes solutions pour l'élaboration du plan. Ces sept solutions sont classées selon l'application au réseau à laquelle elles sont le mieux adaptées. Pour les applications à la charge de base, quatre solutions ont été retenues, à savoir :

• Solution 1 – 4 x 800 MW, charbon É.-U., COPV avec DGC et RCS

• Solution 9 – 4 x 660 MW, CCGI sans phase, avec RCS

• Solution 11 – 4 x 881 MW CANDU

• Solution 13 – 1 000 MW, achats auprès du Manitoba.

Pour les applications à la charge de base, deux solutions sont retenues :

• Solution 6 – 2 x 660 MW, CC avec RCS

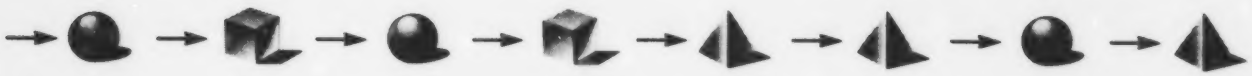
• Solution 8 – 4 x 660 MW, CCGI par phases.

Pour les applications à la charge de pointe, une seule solution a été retenue :

• Solution 5 – 2 x 150 MW, GTC au gaz.

Outre les solutions ci-dessus, certaines de ces sept solutions sont adaptées à d'autres applications. Ainsi, les solutions 1 et 11 sont également adaptées aux applications à la charge intermédiaire supérieure. La première phase des solutions 6 et 8 est également adaptée aux applications à la charge de pointe.

Compte tenu des sites connus et du réseau de transport global existant et projeté, il est techniquement et économiquement possible d'implanter et d'intégrer les solutions fossiles et nucléaires retenues. En raison du nombre limité de sites définis et adaptés, des études sont réalisées à l'heure actuelle afin de repérer des sites nouveaux et appropriés, pour apporter de la souplesse dans l'implantation des solutions dans le cadre des plans possibles. ■



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

15 PRINCIPAUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT

Le présent chapitre a pour objet d'expliquer la formulation d'une solution sous forme de plan, la justification des plans de rechange et le choix du Plan proposé d'accroissement de l'offre.

Les caractéristiques des sept solutions choisies pour constituer des plans sont résumées à la Figure 15–1. Le présent chapitre décrit les divers éléments de l'élaboration des principaux plans d'approvisionnement dans les sections suivantes :

- Critères de planification
- Processus de formulation
- Considérations relatives à la formulation
- Scénarios formulés
- Description des principaux scénarios d'accroissement de l'offre
- Capacité et apport énergétique
- Emplacements à titre d'exemple
- Transport à titre d'exemple
- Comparaison de scénarios
- Choix des plans possibles pour les sources majeures d'approvisionnement
- Choix du Plan proposé

CRITÈRES DE PLANIFICATION

Les critères de conception et d'évaluation des plans sont énoncés dans la Stratégie de planification de l'offre et de la demande. La mise en application de ces critères fait l'objet du présent chapitre. L'information relative aux critères figure dans le rapport sur la Stratégie de planification de l'offre et de la demande.

PROCESSUS DE FORMULATION

On formule les principaux plans d'accroissement de l'offre afin d'établir des solutions visant à satisfaire les besoins de puissance et d'énergie de pointe établis au chapitre 13. Pour atteindre cet objectif, on a utilisé les critères et les considérations établis ci-dessous afin de présenter sous forme de scénarios les principales solutions d'accroissement de l'offre.

La Figure 15–2 illustre le processus de formulation des scénarios et des plans. On a élaboré des douzaines de scénarios aux fins d'analyse. Certains ont été abandonnés parce qu'ils présentaient des résultats médiocres ou ne répondaient pas aux critères primaires. On a évalué et révisé les autres scénarios pour ne retenir que les scénarios présentés dans le présent chapitre.

À l'aide de modèles informatiques, on a simulé chaque scénario pour montrer comment les nouvelles solutions d'accroissement de l'offre fonctionneraient dans le cadre du réseau existant et conjointement avec les plans de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de production hydroélectrique définis dans les chapitres précédents. On a ensuite analysé ces simulations et élaboré de nouveaux scénarios pour illustrer des solutions ou pour apporter des améliorations. On a répété ce processus jusqu'à ce qu'on ait repéré des scénarios qui offraient de bons exemples de solutions.

CONSIDÉRATIONS RELATIVES À LA FORMULATION

En plus des critères, on a également tenu compte, dans la formulation des scénarios, des éléments importants suivants :

Solutions majeures d'approvisionnement de l'Hydro

Type de production	N° de la solution	Procédé de conversion	Énergie primaire	Protection de l'environnement	Configuration	Application: Charge de pointe	Application: Charge interméd.	Application: Charge de base
Énergie fossile	1	COPV	charbon É.-U.	DGC et RCS	4 x 800 MW	–	•	•
	5	GTC	gaz/mazout	–	2 x 150 MW	•	–	–
	6	CC	gaz/mazout	RCS	2 x 660 MW	–	•	–
	8	CCGI échelonné	gaz/mazout/ charbon É.-U.	–	4 x 660 MW	•	•	–
	9	CCGI non échelonné	charbon É.-U.	RCS	4 x 660 MW	–	–	•
Énergie nucléaire	11	CANDU	uranium	intégrée	4 x 881 MW	–	•	•
Achat	13	Hydraulique	eau	–	1 000 MW	–	–	•

Critères d'évaluation de la SPOD

Critères primaires

Les critères primaires d'évaluation et d'élaboration des plans recommandés sont les suivants :

- satisfaction de la clientèle
- normes de fiabilité
- exigences et normes de sécurité

(pour les travailleurs et pour le public)

- exigences et normes de protection de l'environnement
- coût modéré du service d'électricité
- acceptation sociale
- validité technique
- souplesse

Critères secondaires

Les critères secondaires dont il est tenu compte et qui peuvent influencer les plans recommandés sont les suivants :

- préférences en matière de ressources
- diversité
- harmonisation des ressources
- environnement

(en plus des exigences et des normes)

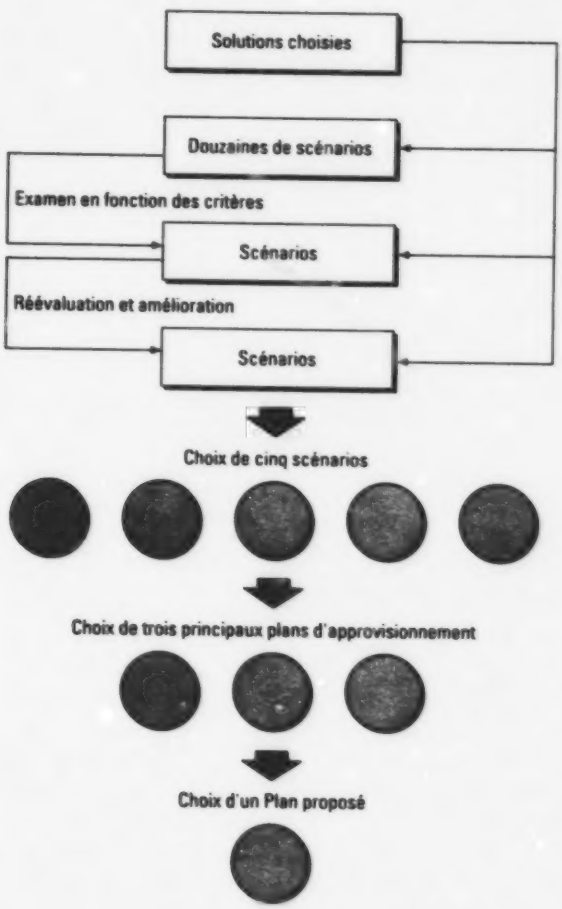
- sécurité du public

(en plus des exigences et des normes)

- répercussions sur l'économie
- autres facteurs d'ordre social

Les critères secondaires, qui laissent une large part au jugement, ont influencé considérablement l'évaluation des plans et des solutions.

Figure 15–2 **Processus de formulation des scénarios et des plans**



- courbe de consommation
- intervalle de prévision
- intégration au réseau en place et aux autres plans
- puissance de pointe de réserve
- délais de mise en production des solutions
- incertitude liée au mazout et au gaz
- réglementation relative aux gaz acides
- radioactivité
- émission de gaz à effet de serre
- diversité de la capacité et de l'énergie
- emplacements
- transport

On trouvera ci-dessous la description de ces considérations.

Courbe de consommation

Pour répondre à la courbe de consommation d'électricité de la clientèle, il faut assurer les charges de pointe, intermédiaire et de base. Ontario Hydro s'efforce de répartir la production d'électricité en conséquence. Certaines solutions d'accroissement de l'offre peuvent s'avérer économiques dans le cas d'une application, mais coûteuses à l'égard des autres.

On réalise une combinaison appropriée lorsque chaque type de production fonctionne selon son facteur d'utilisation le plus économique. Par exemple, la Figure 15–3 montre que la solution CANDU offre le coût le plus modique pour un facteur d'utilisation de 50 % à 80 %, celle du COPV charbon est la plus modique pour un facteur d'utilisation de 25 % à 50 % et la turbine à combustion au gaz offre le coût le plus modique pour un facteur d'utilisation de 25 % ou moins.

Les facteurs d'utilisation des centrales existantes sont influencés par le type de production ajouté. Par exemple, une nouvelle centrale affectée à la charge de base pourrait répondre à la charge prévue et à une partie de la charge assurée par les centrales existantes qui sont plus coûteuses à exploiter. Par conséquent, les centrales les plus coûteuses seraient exploitées selon un facteur d'utilisation inférieur. Par contre, si l'on ajoutait une centrale de production de pointe, il pourrait être

nécessaire, pour répondre à la demande, d'exploiter davantage les centrales existantes affectées aux charges de pointe et intermédiaire.

Le chapitre 13 traite de la quantité de nouvelle électricité à produire au cours d'une année pour répondre aux besoins, y compris une puissance de pointe de réserve.

Intervalle de prévision

Chaque scénario a été mis à l'essai en fonction de l'intervalle de prévision consistant en cinq courbes de demande d'électricité (Figure 15–4). L'une des courbes suppose que la demande suit la prévision médiane; une autre suppose que la demande suit la prévision supérieure et une autre, la prévision inférieure. Une quatrième courbe suppose que la demande commence par suivre la prévision médiane mais, en 1995, tend vers la prévision supérieure. Inversement, une cinquième courbe suppose que la demande tend vers la prévision inférieure.

Ces cinq courbes permettent d'évaluer la capacité de chaque scénario de faire face aux changements de la demande prévue d'électricité. Si la charge s'accroît plus rapidement que la prévision médiane, on ajoute, dans la mesure du possible, une production supplémentaire. Si la charge s'accroît plus lentement que la prévision médiane, on reporte à plus tard la nouvelle production ou l'on met en réserve la production existante.

On a rejeté les scénarios visant avant tout à répondre à la prévision supérieure. Ces scénarios assureraient une production suffisante pour répondre à tous les critères aussi économiquement que possible selon la prévision supérieure, mais la capacité serait superflue et entraînerait des coûts excessifs selon les prévisions médiane et inférieure.

On a rejeté les scénarios visant avant tout à répondre à la prévision médiane parce qu'ils ne tiendraient pas compte du travail préparatoire qui assurerait la souplesse permettant de répondre à la prévision supérieure.

On a rejeté des scénarios visant avant tout à répondre à la prévision inférieure car, selon la prévision médiane ou supérieure, ces

Figure 15–3 **Coût unitaire moyen de l'énergie selon les principales solutions d'accroissement de l'offre**
(Mise en service en 2002)

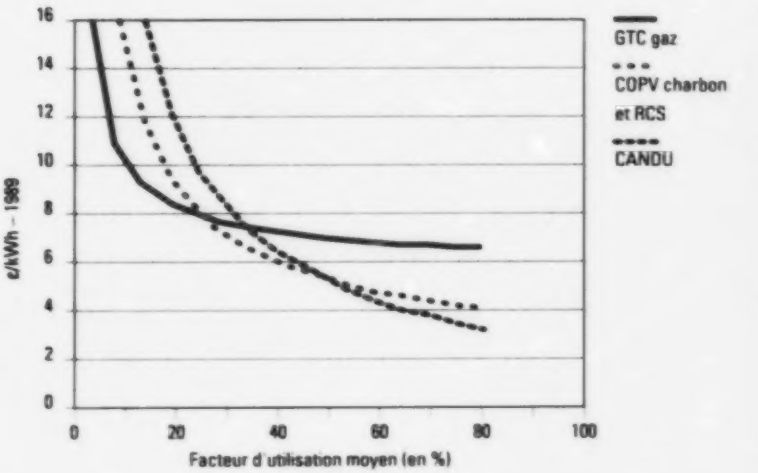
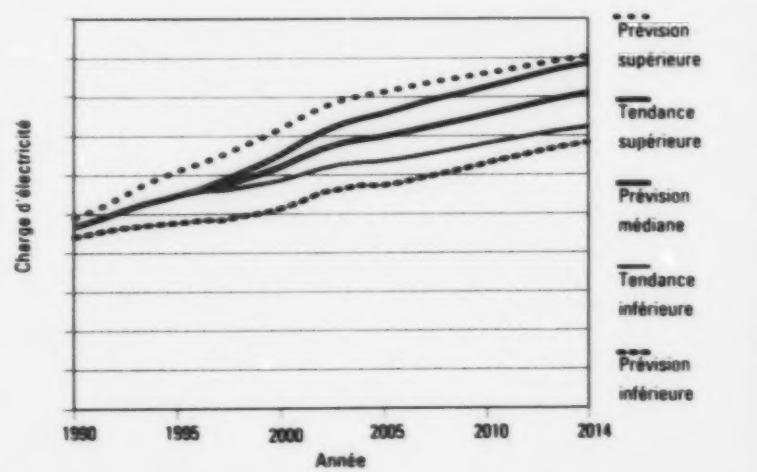


Figure 15–4 **Courbes de prévision de la charge utilisées pour formuler les scénarios**



Besoins d'accroissement de l'offre par application – GW

Application	Prévision de la charge médiane					
	Capacité totale nécessaire		Capacité existante toujours en service		Nouvelle capacité nécessaire	
	2005	2014	2005	2014	2005	2014
Charge de base	18,0	21,3	14,1	12,0	3,9	9,3
Charge intermédiaire	4,5	4,2	8,7	3,3	–4,2	0,9
Charge de pointe	5,8	7,2	2,5	2,4	3,3	4,8
Totaux	28,3	32,7	25,3	17,7	3,0	15,0

scénarios offriraient une fiabilité médiocre, entraîneraient des coûts élevés et ne répondraient pas aux exigences de protection de l'environnement.

On a privilégié les cas qui assuraient des coûts modiques pour l'ensemble de l'intervalle de prévision tout en offrant une bonne souplesse et une bonne protection de l'environnement.

Intégration au réseau en place et aux autres plans

On utilise actuellement les centrales à combustible fossile existantes, dotées de moyens de réduction des émissions, pour répondre aux exigences de la charge de pointe et de la charge intermédiaire. Avec l'ajout d'importantes nouvelles sources d'approvisionnement, ces centrales conviendront le mieux aux besoins intermédiaires. Comme le montre la Figure 15-5, selon la prévision médiane, la production de ces centrales suffira à assurer la charge intermédiaire jusqu'en 2005, mais ne suffira plus à partir de 2013.

Puissance de pointe de réserve

Dans tous les scénarios, il est prévu une puissance de pointe de réserve d'environ 24 % de la charge garantie. Cette puissance de pointe de réserve représente le coût modéré pour le client lorsque le coût de production de l'électricité et les coûts des pannes d'électricité pour le client entrent en ligne de compte.

Délais de mise en production des solutions

La Figure 15-6 indique les délais nécessaires pour établir les nouveaux moyens de production. Il faut de huit à quatorze ans pour mettre en application les solutions fondées sur l'énergie nucléaire et sur le COPV (charbon) pour assurer la charge de base. Par conséquent, il sera difficile, pendant les prochaines années, de répondre à une demande plus élevée au moyen de ces solutions. Il est possible d'obtenir une réponse plus rapide au moyen de GTC dans le cadre de la première phase d'un CCGI, mais même cette solution exige un délai de mise en production de cinq à neuf ans. Pour assurer la souplesse et répondre à l'accroissement de la demande au cours des années 1990, il est préférable d'ajouter des GTC aux sites existants, ce qui peut prendre de deux à cinq ans.

Incertitude liée au mazout et au gaz

Le prix et la disponibilité du gaz naturel et du mazout font l'objet d'une plus grande incertitude que dans le cas du charbon ou de l'uranium. Actuellement, le gaz et le mazout sont des combustibles concurrentiels relativement aux applications de pointe (GTC) et intermédiaires inférieures (CC – cycle combiné). Afin de pallier les incertitudes liées au mazout et au gaz, on installe des GTC aux sites permettant la conversion des GTC en groupes de cycle combiné et de gazéification du charbon, qui sont d'une plus grande efficacité. On prendrait ces mesures si l'on avait besoin d'une production intermédiaire ou de base ou si le prix du gaz et du mazout cessait d'être concurrentiel. Tous les GTC pourraient fonctionner au mazout pendant les périodes de pointe de l'hiver, lorsqu'on risque de ne pas disposer de gaz.

Réglementation relative aux gaz acides

Les scénarios visent à répondre aux exigences de protection de l'environnement en ce qui touche l'émission de gaz acides à l'échelle du réseau. À partir de 1994, l'ensemble des émissions d'anhydride sulfureux du réseau devra être inférieur à 175 Gg par année, et l'ensemble des émissions d'anhydride sulfureux et d'oxydes d'azote devra être inférieur à 215 Gg par année.

Dans le cas des centrales existantes, on respectera les normes de réduction d'anhydride sulfureux en ajoutant des dispositifs de protection de l'environnement et en brûlant des combustibles à faible teneur en soufre. Les nouvelles centrales COPV alimentées au charbon seront équipées d'épurateurs à haute efficacité afin d'afficher un taux d'émission de SO_2 d'environ 2 g/kWh.

Dans tous les scénarios, on prévoit des mesures de réduction de NO_x propres aux types de production et aux applications. Dans le cas de la charge de base, les nouvelles solutions doivent permettre d'afficher un taux d'émission d'oxydes d'azote de 0,25 g/kWh. Pour atteindre cet objectif, les solutions fondées sur le cycle ordinaire de production de la vapeur (COPV) devront utiliser la réduction catalytique sélective (RCS).

Dans le cas de centrales dont le facteur d'utilisation prévu est inférieur à 20 %, le taux d'émission admissible est de 1 g/kWh.

Délais de mise en production des solutions

No de la solution	Procédé de conversion	Énergie primaire	Stade	Dimensions du site	Délai de mise en service du 1er groupe (Nbre d'années) Stade de définition[1]	Stade de lancement[1]	Total
1	COPV	Charbon É.-U.	Sans objet	Importantes	3–6	5–8	8–14
5	**GTC/NC**	**Gaz/mazout**	**Sans objet**	**Faibles**	**1–3**	**1–2**	**2–5**
6	CC	Gaz/mazout	Sans objet	Moyennes	3–6	3–5	6–10
7	**GTC/CC**	**Gaz/mazout**	**Premier**	**Moyennes**	**3–6**	**2–3**	**5–9**
8	GTC/CCGI	Gaz/mazout	Premier	Importantes	3–6	2–3	5–9
9	**CCGI**	**Charbon**	**Sans objet**	**Importantes**	**3–6**	**3–5**	**6–10**
11	CANDU	Uranium	Sans objet	Importantes	3–6	5–8	8–14
13	**Achat d'électricité**	**Manitoba Hydro**	**Sans objet**	–	–	–	**9–12**

Dimensions du site
- Faibles : site pour GTC seulement
- Moyennes : site pour CC seulement
- Importantes : site pour COPV, CCGI ou CANDU

Emplacement recherché – GTC/G

GTC/NC
- site existant, de faibles dimensions, centrale en exploitation
- utilisation efficace du terrain, affectation sur place d'un personnel qualifié
- court délai de mise en production pour répondre à la croissance supérieure

GTC/CC
- **site existant, de dimensions moyennes**
- **utilisation efficace du terrain**
- **délai de mise en production moyen**

GTC/CCGI
- site de dimensions importantes
- il peut s'agir d'un site mis hors service

Radioactivité

Une centrale CANDU est essentiellement une installation autonome dans laquelle les réacteurs sont des circuits fermés compris dans une enceinte de confinement. Dans des conditions d'exploitation normale, il n'y a pratiquement pas d'émissions de radionucléides.

La conception d'une centrale CANDU vise à réduire au minimum les émissions radioactives dans l'environnement à l'aide de moyens de réduction rigoureux répondant aux exigences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique en matière de permis. Ordinairement, les émissions de radionucléides sont inférieures à 1 % des limites prescrites par la CCÉA.

La gestion à long terme des déchets de haute activité (ex. : combustible nucléaire irradié) fait actuellement l'objet d'une évaluation conceptuelle effectuée par Énergie atomique du Canada Ltée (ÉACL). À compter de 1991, un Comité fédéral d'examen des évaluations environnementales étudiera le principe de l'enfouissement en profondeur. Une fois ce principe approuvé, on pourra choisir un site destiné à servir de dépôt central. D'ici là, il est possible de gérer efficacement, sur place, le combustible irradié aux centrales existantes.

Les déchets de faible et moyenne activité font l'objet d'une gestion centrale (utilisant l'incinération et diverses méthodes de stockage) à l'établissement nucléaire de Bruce, site de gestion des déchets situé sur le lac Huron.

Comme le public est sensibilisé à la sécurité et à l'évacuation des déchets radioactifs, on a élaboré des scénarios qui prévoient peu ou pas de nouvelles centrales nucléaires.

Émission de gaz à effet de serre

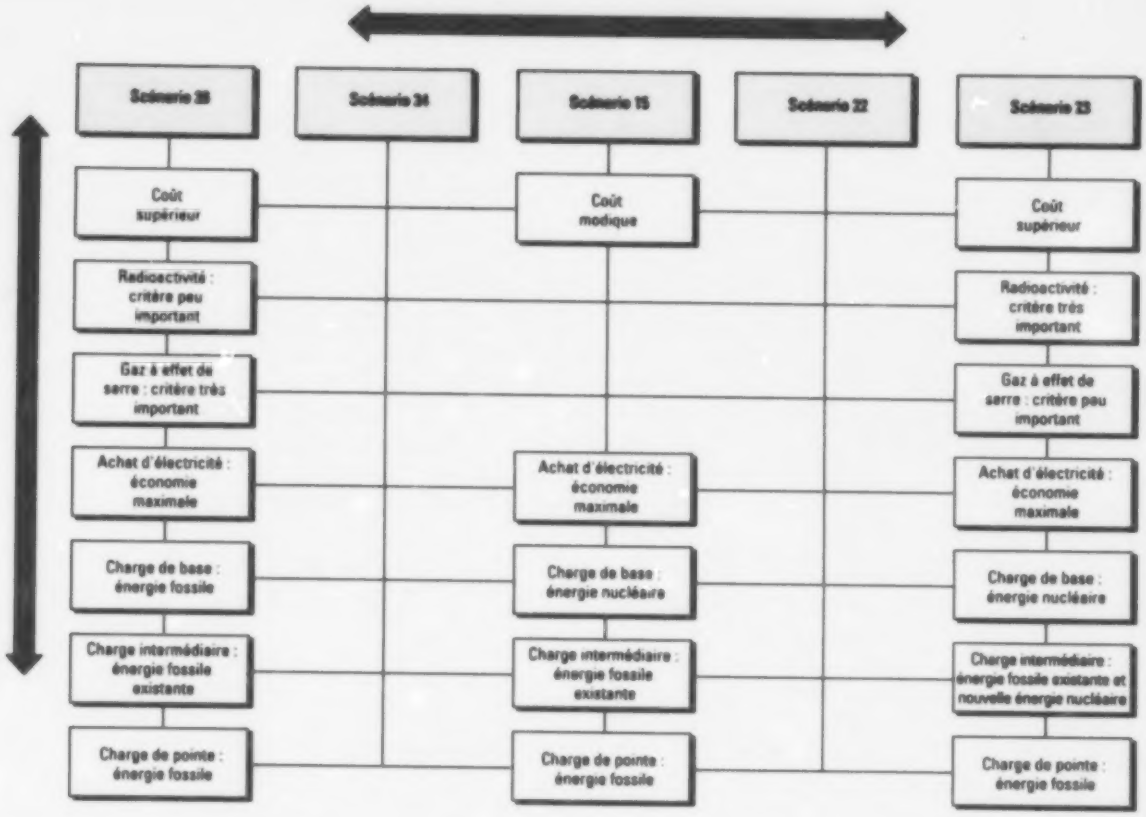
On se préoccupe de plus en plus de l'émission de gaz à effet de serre, particulièrement le CO_2. Le dioxyde de carbone est le principal gaz produit par la combustion fossile dans la production d'électricité. Aucune réglementation ne vise ces émissions, mais des ministres fédéraux et provinciaux préconisent, pour l'an 2005, une réduction de 20 % des émissions de CO_2 enregistrées en 1988. On a élaboré des scénarios pour illustrer les réductions possibles d'émissions de CO_2 grâce à un minimum de nouvelles installations à combustible fossile et une utilisation limitée des installations existantes.

Diversité de la capacité et de l'énergie

La répartition des moyens de production des services publics varie considérablement. Certains réseaux n'utilisent que des centrales hydroélectriques et d'autres, que des centrales à combustible fossile. Électricité de France utilise des centrales nucléaires à plus de 70 %. On cherche habituellement à utiliser surtout un seul type de production en raison des économies que cela permet de réaliser. La diversité de la capacité du réseau d'Ontario Hydro est plus grande que celle de la plupart des réseaux nord-américains.

Au cours des années 1970, Ontario Hydro a adopté pour principe de limiter l'utilisation de l'énergie nucléaire aux deux tiers de la capacité supplémentaire. Ce critère présente un équilibre entre le coût modique et les faibles émissions de gaz acides, d'une part, et un recours

Figure 15–7 **Caractéristiques des principaux plans d'approvisionnement**



trop important à la solution nucléaire et la préoccupation liée à la radiation, d'autre part. Pendant les années 1970, on ne tenait pas compte des gaz à effet de serre, mais il pourrait être nécessaire de réexaminer ce critère en raison d'une réglementation future.

Il est souhaitable de diversifier les sources d'énergie primaire servant à produire l'électricité (charbon, uranium, gaz, mazout, eau), ce qui rend le réseau moins vulnérable à des facteurs comme la sécheresse, les grèves et les restrictions réglementaires.

Emplacements

L'ordre d'aménagement des sites a une incidence sur les coûts, le transport et les délais de mise en production. Pour élaborer des plans pertinents et évaluer les coûts liés à ces plans, il est nécessaire de formuler des suppositions quant à l'endroit où pourraient être situées les principales nouvelles installations de production. Pour chaque nouvelle installation, on a choisi des emplacements représentatifs à partir d'un certain nombre de sites possibles. On a fondé ce choix sur les critères suivants : coût, délais de mise en production, acceptation par le public, respect de l'environnement, souplesse technique, proximité des centres de charge, possibilité de construire et possibilité d'intégrer au réseau une nouvelle installation de transport.

Transport

On a également établi, à titre d'exemple, les coûts du transport nécessaire pour intégrer un nouvel apport de production au réseau global d'électricité. On a élaboré ces plans

de transport conformément aux critères de planification d'Ontario Hydro relatifs au réseau global d'électricité.

SCÉNARIOS FORMULÉS

On a formulé cinq scénarios. Ils sont résumés à la Figure 15–7.

Achat auprès du Manitoba dans tous les scénarios

Dans tous les scénarios, on prévoit l'achat d'électricité auprès du Manitoba. En vertu des dispositions en vigueur, on achètera 200 MW à compter de 1998; cette quantité passera à 1 000 MW en 2002 et demeurera à ce niveau jusqu'en 2018. Le contrat expirera en 2022 mais pourra éventuellement être renégocié.

Scénario 15

Ce scénario vise à réduire les émissions atmosphériques et à bénéficier d'un coût modique. Il allie les solutions fondées sur l'énergie nucléaire pour la charge de base et sur l'énergie fossile pour la charge de pointe afin de réduire les émissions de gaz acides et de gaz à effet de serre et d'assurer un coût modique, la souplesse et la diversité de la capacité. Pour répondre aux exigences de la charge intermédiaire, on prévoit la modernisation des centrales à combustible fossile existantes, au besoin, grâce à des mesures de réduction des émissions.

Scénario 26

Ce scénario vise à répondre aux préoccupations du public relatives à la sécurité et aux déchets radioactifs. Il ne prévoit donc pas de nouvelles centrales nucléaires. Le COPV (charbon) répond aux exigences de la charge de base et les GTC/G assurent la charge de pointe. Les centrales à combustible fossile existantes répondent aux exigences de la charge intermédiaire.

[redacted]

	Capacité (GW)		
Principales solutions	Prévision inférieure	Prévision médiane	Prévision supérieure
Achat d'électricité	1,0	1,0	1,0
CANDU	5,3	8,3	12,3
GTC/NC	0	0	1,7
GTC/CC	1,0	1,0	2,0
GTC/CCGI	2,3	4,4	2,7
Total	9,6	15,2	19,7

Scénario 23

Ce scénario vise à réduire au minimum les émissions de gaz à effet de serre. Les centrales nucléaires répondent aux exigences de la charge de base et, en partie, de la charge intermédiaire. Les centrales à combustible fossile existantes assurent le reste de la charge intermédiaire et la charge de pointe. On ajoute un minimum de nouvelles centrales à combustible fossile pour assurer la charge de pointe.

Scénario 24

Ce scénario s'inscrit entre les scénarios 26 et 15. Il illustre l'incidence de l'utilisation d'une centrale COPV alimentée au charbon à titre de second ajout important aux fins de la charge de base. Les réacteurs CANDU assurent le reste de la charge de base.

Scénario 22

Ce scénario s'inscrit entre les scénarios 15 et 23. Il illustre, par rapport au scénario 15, l'incidence d'une utilisation accrue de l'énergie nucléaire et d'une utilisation moindre de l'énergie fossile.

DESCRIPTION DES PRINCIPAUX SCÉNARIOS D'ACCROISSEMENT DE L'OFFRE

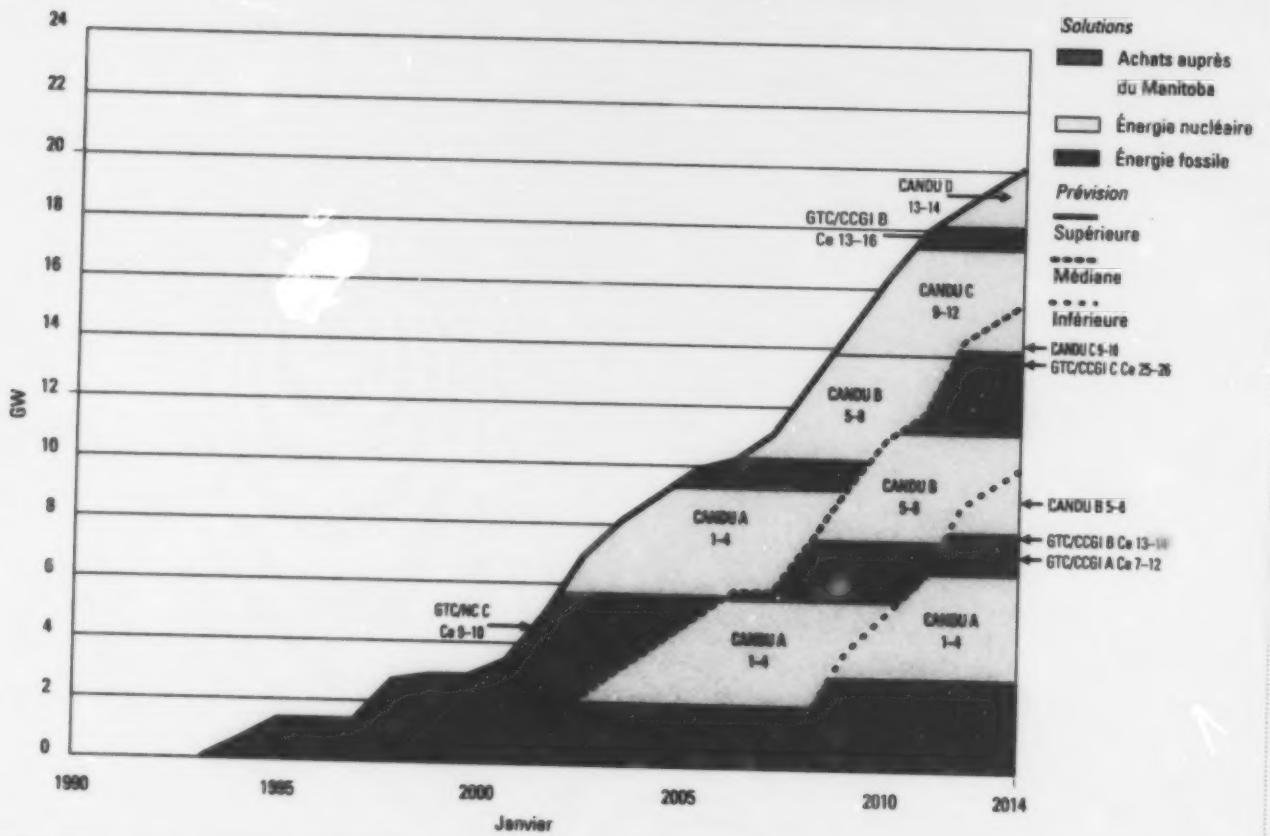
Scénario 15

Dans ce scénario, selon chaque prévision de la charge, les deux tiers environ de la nouvelle capacité consistent en achats et en production nucléaire pour assurer la charge de base; le dernier tiers consiste en énergie fossile pour assurer la charge de pointe. La Figure 15–8 résume les ajouts de capacité.

La Figure 15–9 illustre l'échéancier approximatif de l'ajout de sources majeures d'approvisionnement selon les trois prévisions de la charge.

Selon la prévision médiane, la charge de base est assurée par l'énergie nucléaire, les dates de mise en service étant fixées en fonction des coûts et de l'aspect environnemental. Les centrales à combustible fossile, modernisées au besoin pour répondre aux exigences environnementales, assurent la charge intermédiaire. Des GTC alimentés au gaz, convertibles au CC ou au CCGI, répondent

Figure 15–9 **Nouvelles sources majeures d'approvisionnement** Scénario 15



aux exigences de la charge de pointe. Au total, d'ici 2014, ce scénario nécessitera dix réacteurs CANDU dans trois centrales, six GTC/CC dans une centrale et vingt-six GTC/CCGI dans trois centrales.

Selon la prévision supérieure, on accélère l'application des solutions pendant les premières années, dans la mesure où les délais de mise en production le permettent. Par la suite, on fixe les dates de mise en service en fonction des coûts et de l'aspect environnemental. On utilise les GTC/NC des centrales existantes pour réduire les insuffisances de capacité vers 1990. On installera ensuite des GTC/CCGI sur de nouveaux sites à compter de la fin des années 1990. On ajoutera ensuite d'autres installations nucléaires pour assurer la charge de base afin de rétablir une juste répartition des types de production. Au total, d'ici 2014, ce scénario nécessitera quatorze réacteurs CANDU dans quatre centrales, dix GTC/NC dans trois centrales, douze GTC/CC dans deux centrales et seize GTC/CCGI dans deux centrales.

Selon la prévision inférieure, on répond aux besoins au moyen de réacteurs nucléaires et de GTC moins nombreux et mis en service plus tard, les dates de mise en service étant fixées en fonction des coûts et de l'aspect environnemental. Seule exception : l'achat d'électricité auprès du Manitoba, à l'égard duquel on a conclu des engagements contractuels. D'ici 2014, ce scénario nécessitera six réacteurs CANDU dans deux centrales, six GTC/CC dans une centrale et quatorze GTC/CCGI dans deux centrales.

La Figure 15–10 indique la date de mise en service de chaque groupe.

Ajout de sources majeures d'approvisionnement d'ici 2014 Scenario 15

Prévision inférieure				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	**Centrale**	**Groupes**	**Capacité (GW)**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
GTC/CCGI	A	1–12	2,016										
CANDU	**A**	**1–4**	**3,524**										
GTC/CCGI	B	13–14	0,336										
CANDU	**B**	**5–6**	**1,762**										
		Total (GW)	9,646										

Prévision médiane				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	**Centrale**	**Groupes**	**Capacité (GW)**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/CC	A	1–6	1,008										
GTC/CCGI	A	1–12	2,016										
CANDU	**A**	**1–4**	**3,524**										
GTC/CCGI	B	13–14	2,016										
CANDU	**B**	**5–8**	**3,524**										
GTC/CCGI	C	25–26	0,336										
CANDU	**C**	**9–10**	**1,762**										
		Total (GW)	15,186										

Prévision supérieure				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	**Centrale**	**Groupes**	**Capacité (GW)**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/NC	**A**	**1–4**	**0,672**				**672**						
GTC/NC	B	5–8	0,672					672					
GTC/CCGI	**A**	**1–12**	**2,016**								1 344		
GTC/NC	C	9–10	0,336										
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
CANDU	A	1–4	3,524										
GTC/CC	**B**	**7–12**	**1,008**										
CANDU	B	5–8	3,524										
CANDU	**C**	**9–12**	**3,524**										
GTC/CCGI	B	13–16	0,672										
CANDU	**D**	**13–14**	**1,762**										
		Total (GW)	19,718										

Annexe – Scénarios d'approvisionnement d'ici 2013 – Scénario 15, suite

Prévision inférieure													
							Capacité ajoutée (MW) à la fin de						
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
								672	336				
									1 008	336	336	336	
									881	881	881	881	
												336	
												881	881

Prévision médiane													
							Capacité ajoutée (MW) à la fin de						
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	2002	400											
	336	672											
		336						1680					
			881	881	881	881							
									1008	672		336	
									881	881	881	881	
												336	
												881	881

Prévision supérieure													
							Capacité ajoutée (MW) à la fin de						
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
336	336												
	336												
	672	336											
		881	881	881	881								
		336	336			336							
							881	881	881	881			
								881	881	881	881		
												672	
												881	881

Scénario 26

Dans ce scénario, selon chaque prévision de la charge, l'achat d'électricité et le cycle ordinaire de production de la vapeur (COPV) à partir du charbon constituent environ la moitié de la nouvelle capacité de base. On répond aux exigences de la charge de pointe au moyen de GTC/G. La proportion de la production de pointe est plus importante que dans le scénario 15 car la centrale COPV alimentée au charbon est plus petite qu'une centrale nucléaire et qu'on installe davantage de GTC pour compenser. La Figure 15–11 résume les ajouts de sources majeures d'approvisionnement d'ici 2014.

On a élaboré une solution au scénario 26 en prévoyant des centrales CCGI plutôt que des centrales COPV (charbon) pour répondre à la charge de base au moyen de l'énergie fossile. Les deux scénarios ont des résultats semblables, sauf à l'égard des déchets solides et de la qualité technique. Le CCGI permet de réduire les déchets solides mais, sur le plan technique, le COPV est actuellement plus au point pour une application commerciale.

La Figure 15–12 illustre l'échéancier approximatif de l'ajout de capacité au cours de la période de planification.

Selon la prévision médiane, la charge de base est assurée par le COPV (charbon) et la charge intermédiaire, par les centrales à combustible fossile existantes, modernisées afin de répondre aux exigences environnementales. On répond aux exigences de la charge de pointe au moyen de GTC alimentés au gaz et convertibles au CC ou au CCGI. D'ici 2014, ce scénario nécessitera dix groupes COPV (charbon) dans trois centrales, six GTC/CC dans une centrale et trente-quatre GTC/CCGI dans trois centrales.

Selon la prévision supérieure, on accélère l'application des solutions pendant les premières années, dans la mesure où les délais de mise en production le permettent; par la suite, on l'accélère de façon à réduire les coûts. On accélère davantage l'implantation des GTC des nouvelles centrales que celle des groupes COPV alimentés au charbon en raison de leurs

Ajout de sources majeures d'approvisionnement d'ici 2014
Scénario 26

	Capacité (GW)		
Principales solutions	Prévision inférieure	Prévision médiane	Prévision supérieure
Achat d'électricité	1,0	1,0	1,0
COPV (charbon)	**4,5**	**7,4**	**10,4**
GTC/NC	0	0	1,4
GTC/CC	**1,0**	**1,0**	**2,0**
GTC/CCGI	3,0	5,7	5,0
Total	**9,5**	**15,1**	**19,8**

Terminologie des sources majeures d'approvisionnement

On utilise les GTC pour répondre aux exigences de la charge de pointe. Pour pallier l'éventualité d'un accroissement imprévu du prix du carburant ou du facteur d'utilisation des GTC, on prend des dispositions pour améliorer certains de ces GTC en les convertissant, par phases, au cycle combiné (CC) ou au cycle combiné de gazéification intégrée (CCGI). En raison de ces dispositions, il est nécessaire de faire les distinctions suivantes :

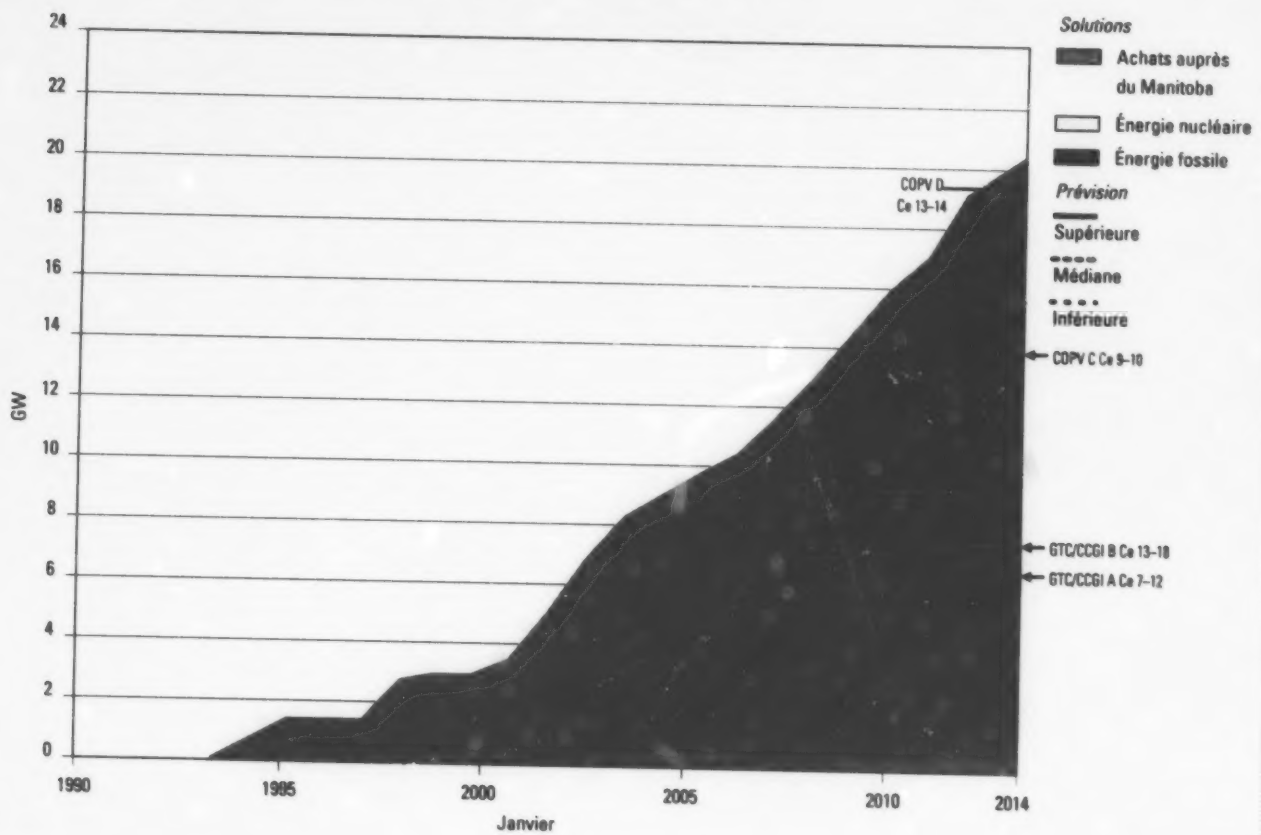
GTC/G terme général désignant tous les GTC;
GTC/NC désigne les GTC non convertibles;
GTC/CC désigne les GTC convertibles au CC;
GTC/CCGI désigne les GTC convertibles au CC et au CCGI.

Chaque scénario nécessite un nombre différent de groupes et de centrales. Il est parfois nécessaire de préciser le nombre de centrales requises ainsi que le nombre, l'échéancier d'implantation et la capacité des groupes de production d'une centrale.

Voici comment nous procédons :

- L'ordre dans lequel on utilise les centrales en vertu d'une solution donnée est indiqué par des lettres; ex. : CANDU A est la première centrale, CANDU B est la deuxième.
- Les groupes d'une centrale en vertu d'une solution donnée sont numérotés dans l'ordre; ex. : CANDU A 1-4, CANDU B 5-8, CANDU C 9-10.
- Dans le cas des solutions fondées sur l'énergie fossile, le symbole «Ce», qui signifie «équivalent de capacité», précède les numéros de groupe; ex. : GTC/NC A Ce 1-4 est la première centrale GTC/NC, dotée de quatre groupes de 150 MW ou de groupes de dimensions diverses équivalant à une capacité de 600 MW.

Figure 15–12 **Nouvelles sources majeures d'approvisionnement** Scénario 26



délais de mise en production plus courts. On répond au reste des besoins au moyen de GTC/NC à très court délai de mise en production dans les centrales existantes. D'ici 2014, ce scénario nécessitera quatorze groupes COPV (charbon) dans quatre centrales, huit GTC/NC dans deux centrales, douze GTC/CC dans deux centrales et trente GTC/CCGI dans trois centrales.

Selon la prévison inférieure, on répond aux besoins au moyen de groupes COPV (charbon) et de GTC moins nombreux et mis en service plus tard. L'achat d'électricité auprès du Manitoba n'est pas reporté, l'entente contractuelle ayant été conclue. D'ici 2014, ce scénario nécessitera six groupes COPV (charbon) dans deux centrales, six GTC/CC dans une centrale et dix-huit GTC/CCGI dans deux centrales.

La Figure 15–13 indique la date de mise en service de chaque groupe.

Ajout de sources majeures d'approvisionnement d'ici 2014 Scenario 26

Prévision inférieure				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	**Centrale**	**Groupes**	**Capacité (GW)**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
GTC/CCGI	A	1–12	2,016										
COPV (charbon)	**A**	**1–4**	**2,964**										
COPV (charbon)	B	5–6	1,482										
GTC/CCGI	**B**	**13–18**	**1,008**										
		Total (GW)	9,478										

Prévision médiane				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	**Centrale**	**Groupes**	**Capacité (GW)**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
GTC/CCGI	A	1–12	2,016										
COPV (charbon)	**A**	**1–4**	**2,964**										
GTC/CCGI	B	13–24	2,016										
COPV (charbon)	**B**	**5–8**	**2,964**										
GTC/CCGI	C	25–34	1,680										
COPV (charbon)	**C**	**9–10**	**1,482**										
		Total (GW)	15,130										

Prévision supérieure				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	**Centrale**	**Groupes**	**Capacité (GW)**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/NC	**A**	**1–4**	**0,672**				**672**						
GTC/NC	B	5–8	0,672					672					
GTC/CCGI	**A**	**1–12**	**2,016**								**1 344**		
GTC/CCGI	B	13–18	1,008										
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
COPV (charbon)	A	1–4	2,964										
GTC/CC	**B**	**5–12**	**1,008**										
GTC/CCGI	C	19–30	2,016										
COPV (charbon)	**B**	**5–8**	**2,964**										
COPV (charbon)	C	9–12	2,964										
COPV (charbon)	**D**	**13–14**	**1,482**										
		Total (GW)	19,774										

Prévision inférieure

Capacité ajoutée (MW) à la fin de												
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
								672	336				
									1 008	336	672		
									741	741	741	741	
												741	741
												1 008	

Prévision médiane

Capacité ajoutée (MW) à la fin de												
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
	336	672											
		336					672	1 008					
			741	741	741	741							
								672	1 008	336			
									741	741	741	741	
										336	336	1 008	
												741	741

Prévision supérieure

Capacité ajoutée (MW) à la fin de												
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
336	336												
	1 008												
		672	336										
		741	741	741	741								
			336			672							
							336					336	1 344
							741	741	741	741			
								741	741	741	741		
												741	741

Scénario 23

Dans ce scénario, selon chaque prévision de la charge, l'achat d'électricité et l'énergie nucléaire pour assurer la charge de base constituent plus de 85 % de la nouvelle capacité. Le reste consiste en énergie fossile pour assurer la charge de pointe. Les centrales à combustible fossile existantes sont affectées à la production de pointe. On consacre en outre une certaine partie de l'énergie fossile à la production de pointe, surtout selon la prévision supérieure. La Figure 15–14 résume les ajouts de capacité d'ici 2014.

La Figure 15–15 illustre l'échéancier approximatif de l'ajout de capacité au cours de la période de planification.

Selon la prévision médiane, la production nucléaire élimine la nécessité de nouvelles sources d'énergie fossile et réduit au minimum l'utilisation de l'énergie fossile existante. Les dates de mise en service des réacteurs nucléaires sont fixées de façon à répondre à tous les besoins de nouvelle capacité : charge de base et, en partie, charge intermédiaire. L'énergie fossile existante est affectée peu à peu à la production de pointe et rend inutile l'ajout d'une nouvelle production de pointe. Au total, d'ici 2014, ce scénario nécessitera seize réacteurs CANDU dans quatre centrales.

Selon la prévision supérieure, on ajoute, au cours des premières années, des GTC dans les centrales existantes et dans une nouvelle centrale. On ajoute par la suite d'autres réacteurs nucléaires. D'ici 2014, ce scénario nécessitera dix-huit réacteurs CANDU dans cinq centrales, huit GTC/NC dans deux centrales et huit GTC/CCGI dans une centrale.

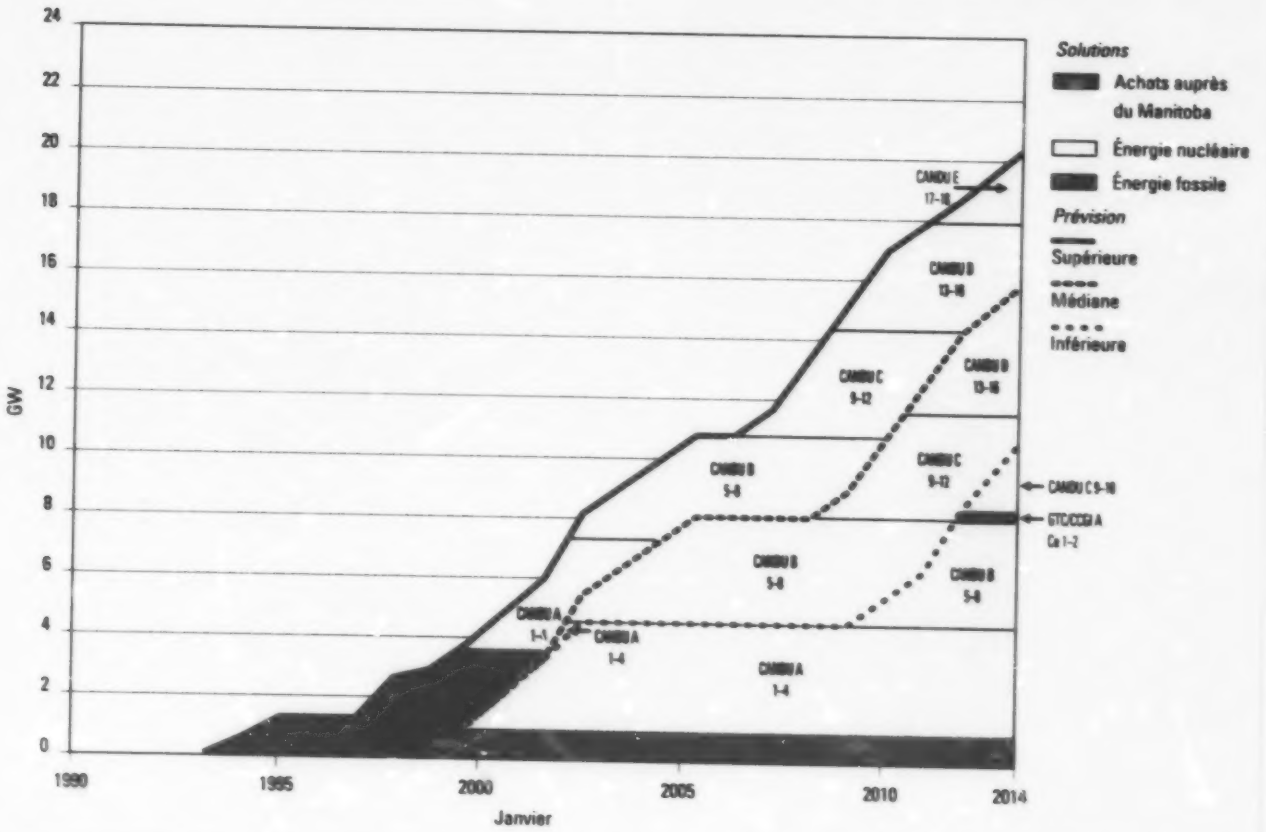
Selon la prévision inférieure, on a besoin de moins de réacteurs nucléaires. D'ici 2014, ce scénario nécessitera dix réacteurs CANDU dans trois centrales et deux GTC/CCGI dans une centrale.

La Figure 15–16 indique la date de mise en service de chaque groupe.

Ajout de sources marginales supplémentaires d'ici 2014
Scénario 23

	Capacité (GW)		
Principales solutions	Prévision inférieure	Prévision médiane	Prévision supérieure
Achat d'électricité	1,0	1,0	1,0
CANDU	**8,8**	**14,1**	**15,9**
GTC/NC	0	0	1,3
GTC/CC	**0**	**0**	**0**
GTC/CCGI	0,3	0	1,3
Total	**10,1**	**15,1**	**19,5**

Figure 15–15 **Nouvelles sources majeures d'approvisionnement** Scénario Z3



[redacted]

[redacted]				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
[redacted]	A	1–4	[redacted]										[redacted]
CANDU	B	5–8	3,524										
[redacted]	C	9–10	[redacted]										
GTC/CCGI	A	1–2	0,336										
		Total (GW)	[redacted]										

Prévision médiane				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
[redacted]			[redacted]									[redacted]	
CANDU	A	1–4	3,524										881
[redacted]	B	5–8	[redacted]										
CANDU	C	9–12	3,524										
[redacted]	D	13–16	[redacted]										
		Total (GW)	15,096										

[redacted]				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
[redacted]	A	1–4	[redacted]				[redacted]						
GTC/NC	B	5–8	0,672					672					
[redacted]	A	1–8	[redacted]								[redacted]		
CANDU	A	1–4	3,524										881
[redacted]	B	5–8	[redacted]										
CANDU	C	9–12	3,524										
[redacted]	D	13–16	[redacted]										
CANDU	E	17–18	1,762										
		Total (GW)	[redacted]										

[redacted]

Prévision inférieure

Capacité ajoutée (MW) à la fin de													
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
881	881	881											
									881	881	881	881	
											881	881	
											336		

Prévision médiane

Capacité ajoutée (MW) à la fin de													
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
881	881	881											
		881	881	881	881								
									881	881	881	881	
										881	881	881	881

Prévision supérieure

Capacité ajoutée (MW) à la fin de													
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
881	881	881											
		881	881	881	881								
							881	881	881	881			
								881	881	881	881		
												881	881

Scénario 24

Il s'agit d'un scénario intermédiaire entre les scénarios 15 et 26. La charge de pointe, la charge intermédiaire et une partie de la charge de base sont assurées par l'énergie fossile.

Selon la prévision médiane, la charge de base est assurée tour à tour par les ressources suivantes : CANDU A, COPV A et CANDU B. L'énergie fossile existante et nouvelle répondent aux exigences de la charge de pointe. D'ici 2014, ce scénario nécessitera quatre groupes COPV (charbon) dans une centrale, six réacteurs CANDU dans deux centrales, six GTC/CC dans une centrale et trente GTC/CCGI dans trois centrales.

Selon la prévision supérieure, la charge de base est assurée tour à tour par les ressources suivantes : CANDU A, COPV A, CANDU B et deux réacteurs de la centrale CANDU C. D'ici 2014, la charge de pointe sera assurée par huit GTC/NC dans deux centrales, dix GTC/CC dans deux centrales et vingt-quatre GTC/CCGI dans trois centrales.

Selon la prévision inférieure, la charge de base est assurée par les ressources suivantes : CANDU A, puis deux groupes de la centrale COPV A. En 2014, la charge de pointe sera assurée par six GTC/CC dans une centrale et quatorze GTC/CCGI dans deux centrales.

On a analysé une variante du scénario 24, selon laquelle la première centrale affectée à la charge de base serait une centrale COPV (charbon), mais on préfère la variante selon laquelle la première centrale serait une centrale CANDU car elle maintient le savoir-faire CANDU au Canada.

La Figure 15–17 résume les ajouts de capacité d'ici la fin de 2014.

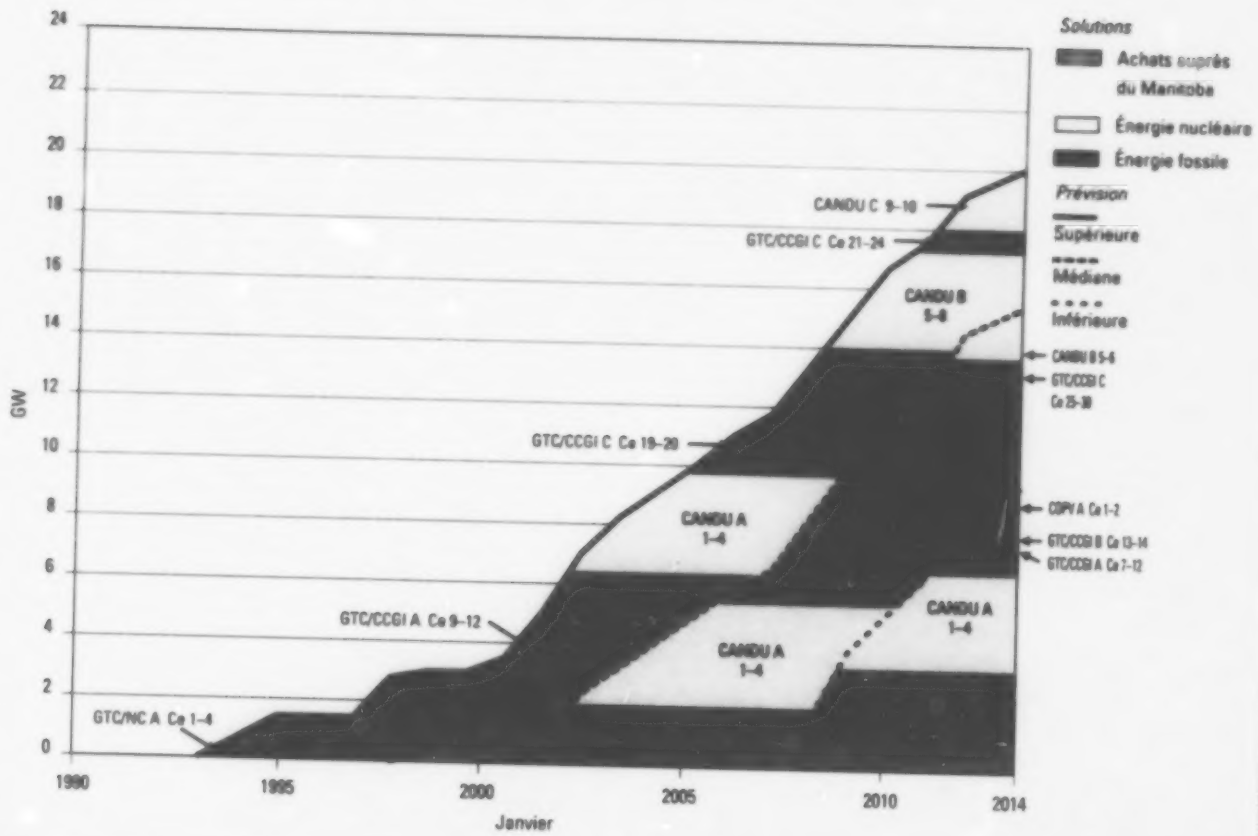
La Figure 15–18 illustre l'échéancier approximatif de l'ajout de capacité au cours de la période de planification.

La Figure 15–19 indique la date de mise en service de chaque groupe.

Ajout de sources majeures d'approvisionnement d'ici 2014
Scénario 24

	Capacité (GW)		
Principales solutions	Prévision inférieure	Prévision médiane	Prévision supérieure
Achat d'électricité	1,0	1,0	1,0
COPV (charbon)	**1,5**	**3,0**	**3,0**
CANDU	3,5	5,3	8,8
GTC/NC	**0**	**0**	**1,3**
GTC/CC	1,0	1,0	1,7
GTC/CCGI	**2,4**	**5,0**	**4,0**
Total	9,4	15,3	19,8

Figure 15–18 **Nouvelles sources majeures d'approvisionnement** Scénario 24



Ajout de sources majeures d'approvisionnement d'ici 2014 – Scénario 24

Prévision inférieure

Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	Capacité ajoutée (MW) à la fin de 1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
GTC/CCGI	A	1–12	2,016										
CANDU	**A**	**1–4**	**3,524**										
COPV (charbon)	A	1–2	1,482										
GTC/CCGI	**B**	**13–14**	**0,336**										
		Total (GW)	9,366										

Prévision médiane

Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	Capacité ajoutée (MW) à la fin de 1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
GTC/CCGI	A	1–12	2,016										
CANDU	**A**	**1–4**	**3,524**										
GTC/CCGI	B	13–24	2,016										
COPV (charbon)	**A**	**1–4**	**2,984**										
GTC/CCGI	C	25–30	1,008										
CANDU	**B**	**5–6**	**1,762**										
		Total (GW)	15,298										

Prévision supérieure

Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	Capacité ajoutée (MW) à la fin de 1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
GTC/NC	**A**	**1–4**	**0,672**				**672**						
GTC/NC	B	5–8	0,672					672					
GTC/CCGI	**A**	**1–12**	**2,016**								**1 344**		
GTC/CCGI	B	13–18	1,008										
GTC/CC	**A**	**1–4**	**0,672**										
CANDU	A	1–4	3,524										
GTC/CC	**B**	**5–10**	**1,008**										
GTC/CCGI	C	19–24	1,008										
COPV (charbon)	**A**	**1–4**	**2,984**										
CANDU	B	5–8	3,524										
CANDU	**C**	**9–10**	**1,762**										
		Total (GW)	19,830										

Prévisions inférieures

Capacité ajoutée (MW) à la fin de												
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
								672	336				
									1 008	336	336	336	
									881	881	881	881	
												741	741
												336	

Prévisions médianes

Capacité ajoutée (MW) à la fin de												
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
	336	672											
		336											
			881	881	881	881	672	1 008					
								672	1 008	336			
									741	741	741	741	
										336		672	
												881	881

Prévisions supérieures

Capacité ajoutée (MW) à la fin de												
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
336	336												
	1 008												
		672											
		881	881	881	881								
			336			672							
						336							
							741	741	741	741		672	
								881	881	881	881		
												881	881

Scénario 22

Il s'agit d'un scénario intermédiaire entre les scénarios 15 et 23.

Selon la prévision médiane, les réacteurs nucléaires sont censés réduire le besoin d'une nouvelle production fossile jusqu'aux dernières années de la période. D'ici 2014, ce scénario nécessitera douze réacteurs CANDU dans trois centrales, six GTC/CC dans une centrale et seize GTC/CCGI dans deux centrales.

Selon la prévision supérieure, les besoins sont assurés d'abord par les GTC/NC sur les sites existants, puis par les GTC/CCGI. Les réacteurs nucléaires assurent la charge de base dans la mesure où les délais de mise en production le permettent. D'ici 2014, ce scénario nécessitera quinze réacteurs CANDU dans quatre centrales, huit GTC/NC dans deux centrales, dix GTC/CC dans deux centrales et seize GTC/CCGI dans deux centrales.

Selon la prévision inférieure, il faudra, d'ici 2014, huit réacteurs CANDU dans deux centrales et dix GTC/CCGI dans une centrale.

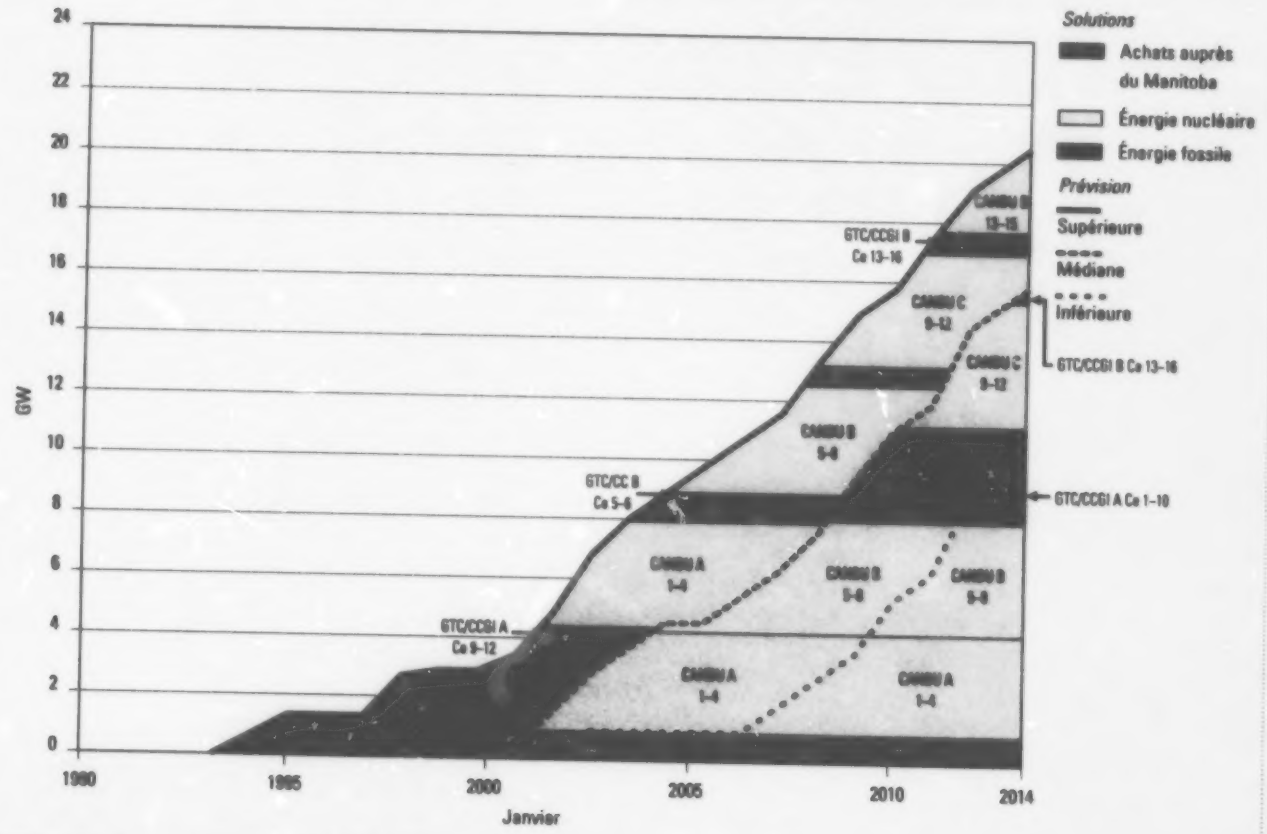
La Figure 15–20 résume les ajouts de capacité totale d'ici 2014.

La Figure 15–21 illustre l'échéancier approximatif des ajouts de capacité au cours de la période de planification.

La Figure 15–22 indique la date de mise en service de chaque groupe.

	Capacité (GW)		
Principales solutions	Prévision inférieure	Prévision médiane	Prévision supérieure
Achat d'électricité	1,0	1,0	1,0
CANDU	**7,0**	**10,8**	**13,2**
GTC/NC	0	0	1,3
GTC/CC	**0**	**1,0**	**1,7**
GTC/CCGI	1,7	2,7	2,7
Total	**9,7**	**15,3**	**19,9**

Figure 15–21 **Nouvelles sources majeures d'approvisionnement** Scénario 22



Ajout de sources majeures d'approvisionnement d'ici 2014 – Scénario 22

Prévision inférieure				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
CANDU	**A**	**1–4**	**3,524**										
CANDU	B	5–8	3,524										
GTC/CCGI	**A**	**1–10**	**1,680**										
		Total (GW)	9,728										

Prévision médiane				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Achat auprès du Manitoba			1,000									200	
CANDU	**A**	**1–4**	**3,524**										
CANDU	B	5–8	3,524										
GTC/CC	**A**	**1–6**	**1,008**										
GTC/CCGI	A	1–12	2,016										
CANDU	**C**	**9–12**	**3,524**										
GTC/CCGI	B	13–16	0,672										
		Total (GW)	**15,288**										

Prévision supérieure				Capacité ajoutée (MW) à la fin de									
Solution	Centrale	Groupes	Capacité (GW)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	19999
Achat auprès du Manitoba			**1,000**									**200**	
GTC/NC	A	1–4	0,672				672						
GTC/NC	**B**	**5–8**	**0,672**					**672**					
GTC/CCGI	A	1–12	2,016								1 344		
CANDU	**A**	**1–4**	**3,524**										
GTC/CC	A	1–4	0,672										
GTC/CC	**B**	**5–10**	**1,008**										
CANDU	B	5–8	3,524										
CANDU	**C**	**9–12**	**3,524**										
GTC/CCGI	B	13–16	0,672										
CANDU	**D**	**13–15**	**2,843**										
		Total (GW)	19,927										

[redacted]

[redacted]

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
							[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]			
										881	881	881	881
												[redacted]	

[redacted]

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
200	200	400											
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]									
						881	881	881	881				
								[redacted]	[redacted]				
									336	672		1 008	
										[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
												672	

Prévision supérieure

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
[redacted]	[redacted]	[redacted]											
336	336												
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]									
		672											
			[redacted]						[redacted]				
					881	881	881	881					
								[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]		
												672	
											[redacted]	[redacted]	[redacted]

CAPACITÉ ET APPORT ÉNERGÉTIQUE

Apport de capacité

La présente section compare l'apport de capacité des solutions d'approvisionnement proposées dans chacun des cinq scénarios selon les trois prévisions de la charge.

Comme l'indique la Figure 15–23, les scénarios diffèrent grandement à l'égard de l'apport de capacité des diverses solutions. L'apport des réacteurs CANDU varie de zéro selon toutes les prévisions du scénario 26, à 15,9 GW selon la prévision supérieure du scénario 23. Celui du COPV (charbon) varie de zéro selon toutes les prévisions du scénario 15, à 10,4 GW selon la prévision supérieure du scénario 26. L'apport des GTC/G varie de zéro selon la prévision médiane du scénario 23, à 8,4 GW selon la prévision supérieure du scénario 26.

Dans le scénario 15, selon la prévision médiane, les apports de capacité s'établissent comme suit : CANDU – 8,8 GW, GTC/G – 5,4 GW et achat auprès du Manitoba – 1,0 GW.

La Figure 15–24 présente une comparaison du nombre de centrales et de groupes prévus par chaque solution dans les cinq scénarios, selon les trois prévisions de la charge.

Étant donné les écarts importants dans la capacité de production, il existe également des écarts importants dans le nombre de centrales et de groupes.

Le nombre de groupes GTC/G varie de zéro à cinquante; celui des réacteurs CANDU, de zéro à dix-huit.

Production d'énergie

La simulation de la production d'énergie tient compte non seulement d'un plan d'accroissement de l'offre, mais également du réseau existant et des plans de gestion de la demande, de production hydroélectrique et de production privée d'électricité (PPÉ) et ce, parce que l'ajout de nouvelles solutions d'accroissement de l'offre a une incidence sur l'utilisation du réseau en place. De plus, on applique des mesures de réduction des émissions acides à l'échelle du réseau.

Comparaison des totaux de scénarios – Apport [illegible]

	Achat auprès du Manitoba	CANDU	Solutions COPV (charbon)	GTC/G	Total
Prévision inférieure					
Scénario 23	1,0	8,8	0,0	8,3	18,1
Scénario 22	1,0	7,8	0,0	1,7	9,7
Scénario 15	1,0	5,3	0,0	2,2	8,5
Scénario 24	1,0	2,5	1,5	3,4	8,4
Scénario 26	1,0	0,0	4,5	4,0	9,5
Prévision médiane					
Scénario 23	1,0	14,1	0,0	8,0	23,1
Scénario 22	1,0	10,8	0,0	2,7	14,5
Scénario 15	1,0	8,8	0,0	5,4	15,2
Scénario 24	1,0	5,3	2,0	6,0	15,0
Scénario 26	1,0	0,0	7,4	8,7	16,1
Prévision supérieure					
Scénario 23	1,0	15,9	0,0	2,6	19,5
Scénario 22	1,0	13,2	0,0	5,7	19,9
Scénario 15	1,0	12,3	0,0	6,4	19,7
Scénario 24	1,0	8,0	2,0	7,0	18,0
Scénario 26	1,0	0,0	10,4	8,4	19,8

Ontario Hydro organise son réseau de façon à répondre aux besoins de ses clients ontariens et, le cas échéant, d'autres services publics en vertu d'ententes contractuelles.

Les chiffres relatifs à la production d'énergie ne tiennent pas compte des ventes non garanties à d'autres services publics. Ces dernières, qui s'inscrivent dans une plage de un à dix TWh par année, se poursuivront vraisemblablement lorsqu'elles présenteront des avantages réciproques et permettront à Ontario Hydro de réaliser des revenus nets afin de réduire les coûts pour ses clients.

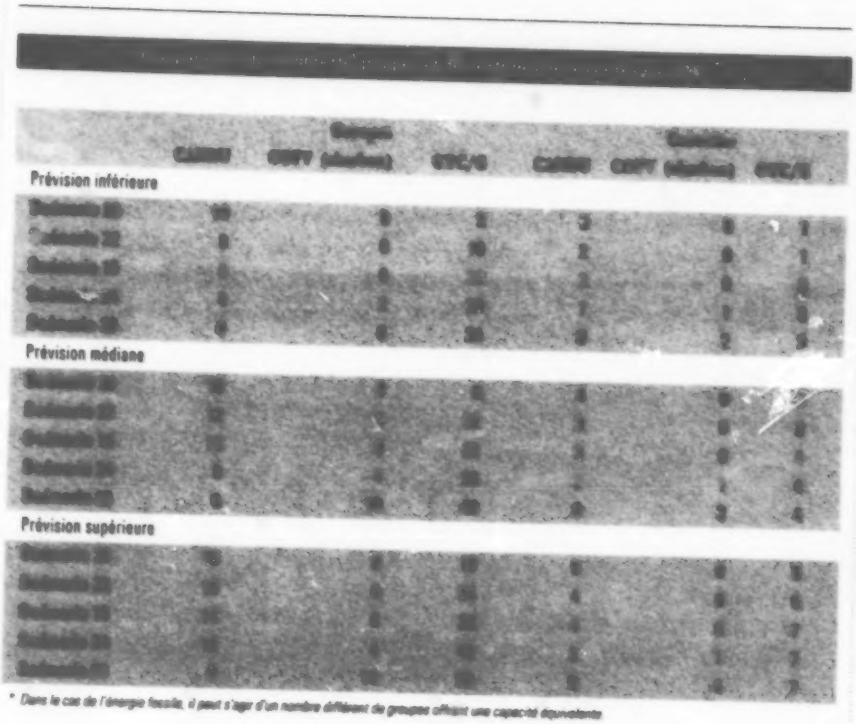
Les Figures 15–25, 15–26 et 15–27 présentent un résumé de la production d'énergie, à l'aide d'une moyenne étalée sur cinq ans, selon les trois prévisions de la charge.

Tous les scénarios tiennent compte de la production hydroélectrique ainsi que de l'achat d'électricité auprès des secteurs public et privé.

Dans tous les scénarios et selon toutes les courbes de la charge, la production hydroélectrique passe d'environ 35 à 40 TWh par année au cours de la période du Plan.

Selon toutes les courbes de la charge, l'énergie achetée auprès du Manitoba entre en service en 1998, passe à environ 7 TWh par année en 2003 et demeure à ce niveau jusqu'à la fin de la période du Plan.

Selon la prévision médiane, l'achat d'électricité auprès du secteur privé passe d'une faible quantité à près de 11 TWh par année à la fin de la période du Plan; il passe à environ 6 TWh par année selon la prévision inférieure et à environ 12 TWh selon la prévision supérieure. Les chiffres tiennent compte de l'achat d'électricité auprès des secteurs public et privé.



* Dans le cas de l'énergie fossile, il peut s'agir d'un nombre différent de groupes offrant une capacité équivalente

On effectue des études biologiques pour découvrir les répercussions des installations de production d'électricité sur l'environnement.

La production d'origine nucléaire et fossile varie considérablement selon les scénarios.

Selon la prévision inférieure, les écarts entre les scénarios sont réduits car le besoin de nouvelles sources de production est moindre. Dans tous les scénarios, on prévoit une très faible production d'origine fossile à la fin des années 1990.

Selon la prévision médiane, la production d'origine nucléaire à la fin de la période du Plan varie d'environ 90 TWh par année dans le scénario 26 à 150 TWh par année dans le scénario 23. Dans le scénario 26, la production d'origine fossile atteint 65 TWh par année, soit presque la même quantité que l'énergie nucléaire. Dans le scénario 23, la production d'origine fossile est réduite à moins de cinq TWh par année.

Selon la prévision supérieure, la production d'origine fossile est, en général, plus élevée que selon la courbe médiane. L'augmentation de l'énergie dépend en majeure partie des centrales affectées à la charge intermédiaire. Dans le scénario 26, la production d'origine fossile atteint, en 2014, 90 TWh par année. Toujours en 2014, la production d'origine nucléaire varie de près de 90 TWh par année dans le scénario 26 à 170 TWh par année dans le scénario 23.

Lutte contre les émissions des groupes à combustible fossile existants

Toutes les nouvelles installations à combustible fossile ajoutées au réseau feront l'objet de mesures de réduction des émissions, tout comme les groupes à combustible fossile existants. Selon la prévision inférieure, dans tous les scénarios, il faudra moderniser les épurateurs de SO_2 de deux groupes existants alimentés au charbon et apporter des modifications du procédé de combustion (MPC) à quatre groupes existants afin de réduire les émissions de NO_x. Selon la prévison médiane, il faudra quatre épurateurs de SO_2 et huit ensembles de MPC; selon la prévision supérieure, douze épurateurs et huit ensembles de MPC.

Figure 15-25 **Production annuelle moyenne d'énergie – Prévision inférieure**

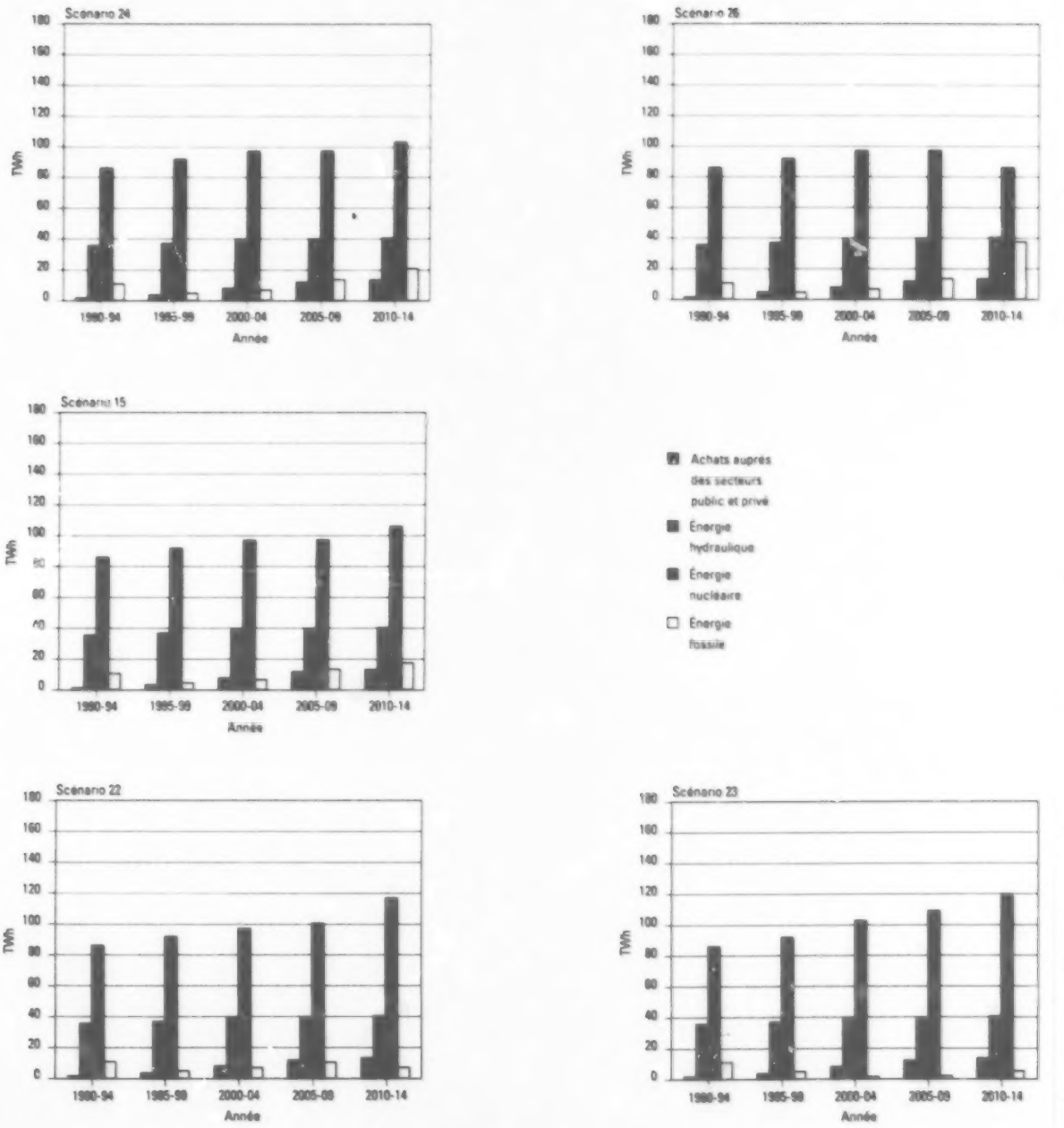


Figure 15–26 **Production annuelle moyenne d'énergie - Prévision médiane**

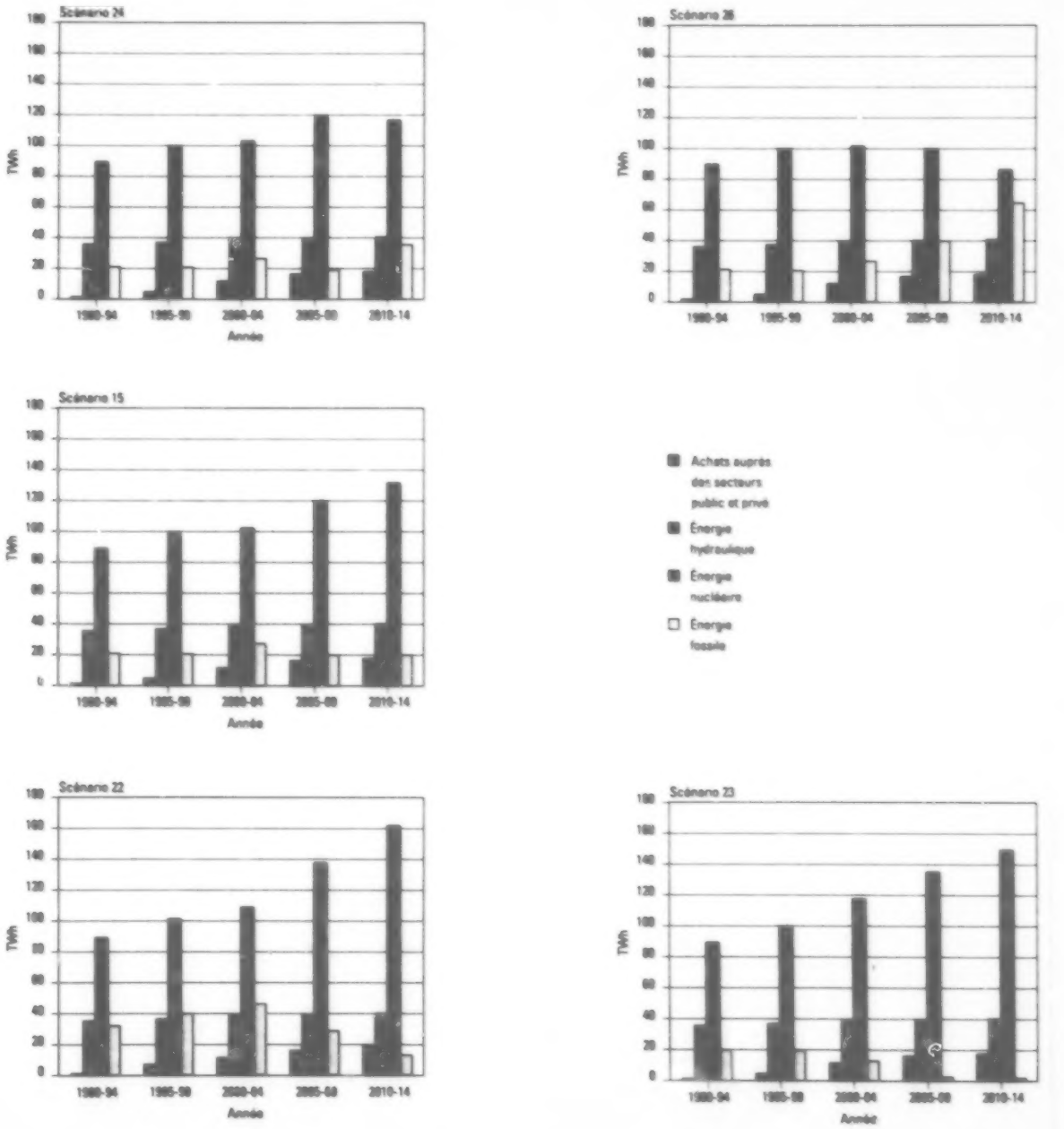
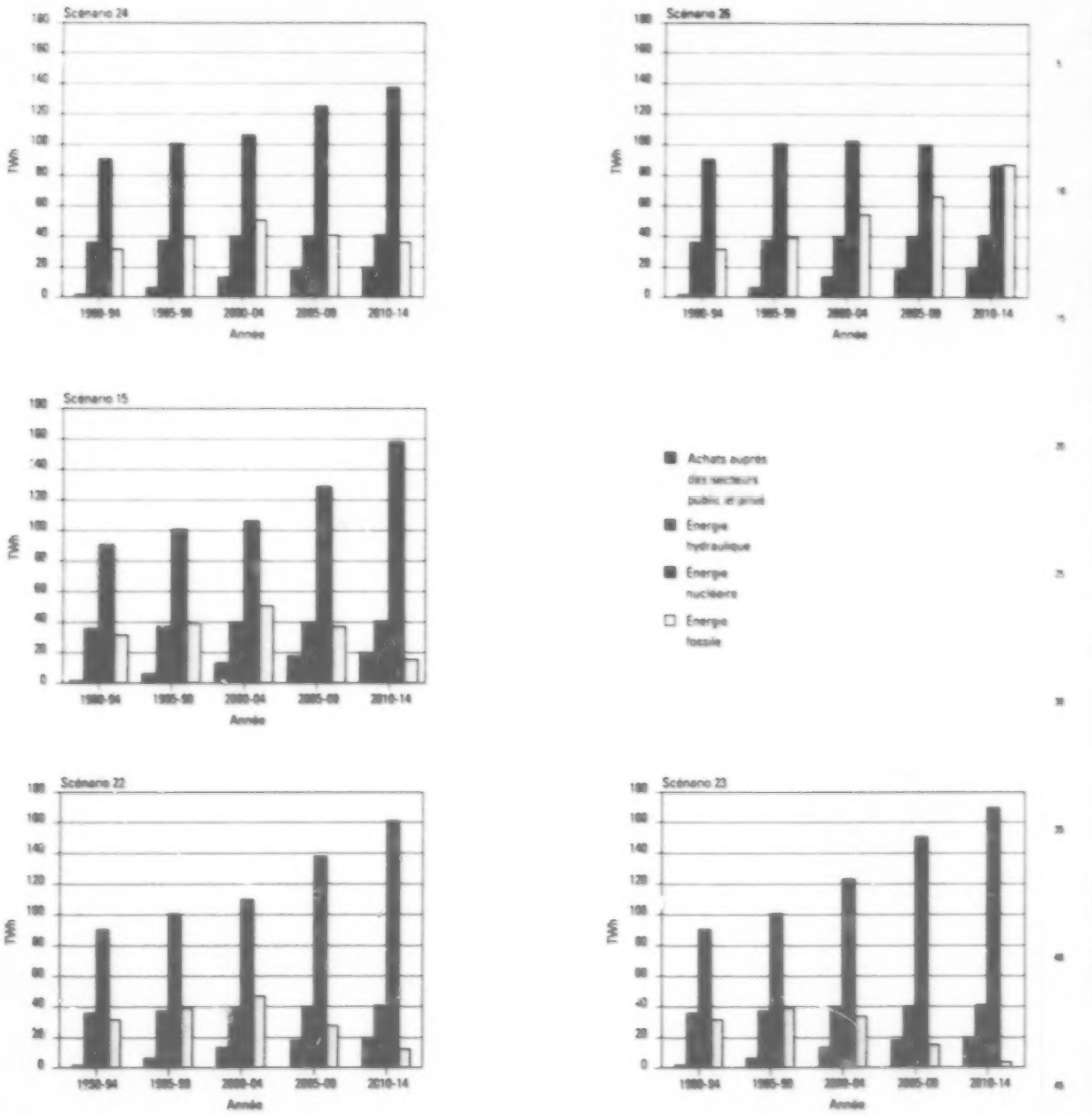


Figure 15–27 **Production annuelle moyenne d'énergie – Prévision supérieure**



Les centrales existantes alimentées au charbon servent à répondre à la demande de pointe et intermédiaire.

EMPLACEMENTS À TITRE D'EXEMPLE

Le chapitre 14 traite d'emplacements possibles pour les nouvelles solutions majeures d'accroissement de l'offre. Dans chaque scénario, on a choisi, à titre d'exemple, des sites à partir de la liste des sites possibles afin que l'analyse des coûts décrite plus loin dans le présent chapitre comprenne les coûts d'implantation et de transport. L'ensemble de sites choisis à titre d'exemple dans chaque scénario représente un choix réalisable et assure, dans le cadre de la planification, l'équilibre géographique nécessaire entre l'offre et la demande d'électricité (Figure 15–28).

En général, les scénarios nécessitent des sites pour des centrales CANDU, des centrales COPV (charbon), des GTC convertibles au CCGI, des GTC convertibles au CC et des GTC/NC pour lesquels on ne prévoit pas d'expansion.

Darlington B et le Chenal nord servent de sites de référence pour des centrales CANDU. Wesleyville B sert de site de référence pour

Figure 15.28 Sites et échéancier d'implantation des solutions à titre d'exemple

		Scénario 23		Scénario 22		Scénario 15		Scénario 24		Scénario 26	
Site	Courbe prévisionnelle	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service
Darlington B	**Inférieure**	**CANDU A**	**1999**	**CANDU A**	**2007**	**CANDU A**	**2009**	**CANDU A**	**2009**		
	Médiane	**CANDU A**	**1999**	**CANDU A**	**2001**	**CANDU A**	**2003**	**CANDU A**	**2003**		
	Supérieure	**CANDU A**	**1999**	**CANDU A**	**2001**	**CANDU A**	**2002**	**CANDU A**	**2002**		
Hearn	Inférieure					GTC/CC A	2008	GTC/CC A	2008	GTC/CC A	2008
	Médiane			GTC/CC A	2008	GTC/CC A	2001	GTC/CC A	2001	GTC/CC A	2001
	Supérieure			GTC/CC A	2003	GTC/CC B	2002	GTC/CC B	2003	GTC/CC B	2003
Keith	**Inférieure**										
	Médiane										
	Supérieure			**GTC/CC A**	**2002**	**GTC/CC A**	**2001**	**GTC/CC A**	**2002**	**GTC/CC A**	**2002**
Lakeview	Inférieure	GTC/CCGI A	2012	GTC/CCGI A	2012	GTC/CCGI B	2012	GTC/CCGI B	2012	GTC/CCGI B	2012
	Médiane			GTC/CCGI B	2012	GTC/CCGI B	2009	GTC/CCGI B	2008	GTC/CCGI B	2008
	Supérieure			GTC/CCGI B	2012	GTC/CCGI B	2012	GTC/CCGI C	2006	GTC/CCGI C	2007
Lambton	**Inférieure**										
	Médiane					**GTC/CCGI C**	**2012**	**GTC/CCGI C**	**2010**	**GTC/CCGI C**	**2010**
	Supérieure	**GTC/NC A**	**1993**	**GTC/NC A**	**1993**	**GTC/NC A**	**1993**	**GTC/NC A**	**1993**	**GTC/NC A**	**1993**
Lennox A	Inférieure										
	Médiane										
	Supérieure					GTC/NC C	2001				
Lennox B	**Inférieure**										
	Médiane										
	Supérieure							**GTC/CCGI B**	**2001**	**GTC/CCGI B**	**2001**
Nanticoke	Inférieure										
	Médiane										
	Supérieure	GTC/NC B	1994	GTC/NC B	1994	GTC/NC B	1994	GTC/NC B	1994	GTC/NC B	1994

Sites et échéancier d'implantation des solutions à titre d'exemple (suite)

		Scénario 25		Scénario 22		Scénario 15		Scénario 24		Scénario 26	
Site	Courbe prévisionnelle	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service	Solution	Mise en service
Nouveau site 1	**Inférieure**	**CANDU C**	**2012**								
	Médiane	**CANDU C**	**2009**	**CANDU C**	**2010**	**CANDU C**	**2012**	**CANDU B**	**2012**	**COPV Charbon C**	**2012**
	Supérieure	**CANDU C**	**2007**	**CANDU C**	**2008**	**CANDU C**	**2008**	**CANDU B**	**2008**	**COPV Charbon C**	**2008**
Nouveau site 2	Inférieure										
	Médiane	CANDU D	2010								
	Supérieure	CANDU D	2008	CANDU D	2011	CANDU D	2012	CANDU C	2012	COPV Charbon D	2012
Nouveau site 3	**Inférieure**										
	Médiane										
	Supérieure	**CANDU E**	**2012**								
Chenal nord	Inférieure	CANDU B	2010	CANDU B	2010	CANDU B	2012	COPV Charbon A	2012	COPV Charbon B	2012
	Médiane	CANDU B	2002	CANDU B	2006	CANDU B	2009	COPV Charbon A	2009	COPV Charbon B	2009
	Supérieure	CANDU B	2002	CANDU B	2005	CANDU B	2007	COPV Charbon A	2007	COPV Charbon B	2002
Wesleyville A	**Inférieure**					**GTC/CCGI A**	**2009**	**GTC/CCGI A**	**2009**	**GTC/CCGI A**	**2009**
	Médiane			**GTC/CCGI A**	**2009**	**GTC/CCGI A**	**2002**	**GTC/CCGI A**	**2002**	**GTC/CCGI A**	**2002**
	Supérieure	**GTC/CCGI A**	**1997**	**GTC/CCGI A**	**1997**	**GTC/CCGI A**	**1997**	**GTC/CCGI A**	**1997**	**GTC/CCGI A**	**1997**
Wesleyville B	Inférieure									COPV Charbon A	2009
	Médiane									COPV Charbon A	2003
	Supérieure									COPV Charbon A	2002

une centrale COPV (charbon). Dans les scénarios où le Chenal nord ne sert pas pour une centrale nucléaire, il sert de site de référence pour une centrale COPV (charbon). Wesleyville pourrait également être le site d'une centrale CANDU. Wesleyville A et Lennox B sont des sites pour des GTC/CCGI. Lakeview et Lambton deviennent des sites pour des GTC/CCGI une fois les installations existantes mises hors service. Ces centrales sont d'abord exploitées à titre de GTC, mais il est prévu de les convertir, au besoin, au CCGI.

Les sites Hearn et Keith conviennent actuellement au GTC/CC et peuvent assurer une capacité supplémentaire si les installations existantes sont mises hors service.

Lennox A, Lambton, Nanticoke et Lakeview pourraient, au besoin, recevoir des GTC/NC pendant la durée de vie de la centrale existante afin de répondre aux exigences de la prévision supérieure.

La Figure 15–28 montre un exemple d'utilisation des sites choisis dans chaque scénario et selon les trois prévisions de la charge. On a également étudié une solution de rechange en matière d'implantation.

Le nombre de sites nécessaires varie selon les scénarios et selon les prévisions de la charge (Figure 15–29). Selon la prévision supérieure, on utiliserait de huit à onze sites; selon la prévision médiane, de quatre à sept et selon la prévision inférieure, de trois à cinq.

Nécessité de nouveaux sites

Afin de répondre aux exigences de la charge de base, il est nécessaire, dans tous les scénarios, de désigner de nouveaux sites à des emplacements permettant d'assurer un équilibre géographique entre l'offre et la demande. Selon la prévision médiane, il est nécessaire de désigner deux sites dans les scénarios 15, 22, 24 et 26, et trois dans le scénario 23.

Il existe des solutions de rechange à l'égard des sites déjà désignés. Dans la plupart des scénarios, par exemple, Wesleyville B, au lieu de Darlington B, pourrait recevoir une centrale nucléaire à l'Est de Toronto. Les solutions déjà désignées sont cependant limitées et,

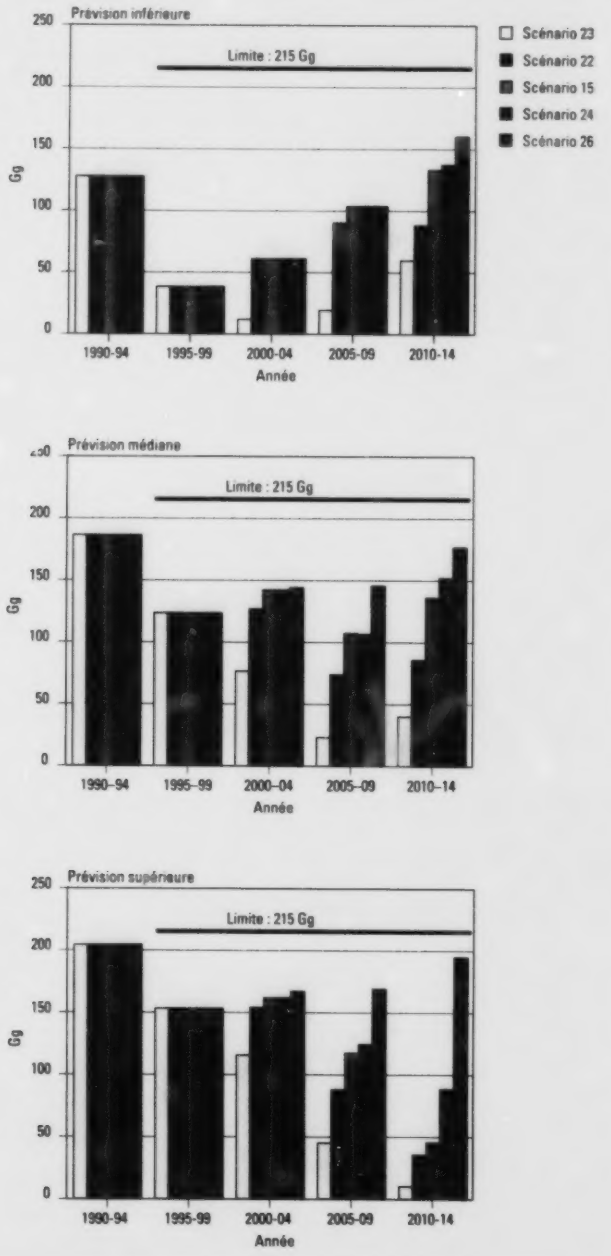
Figure 15–29 Exemple du nombre de sites utilisés

Prévision de la charge	Scénario 23	Scénario 22	Scénario 15	Scénario 24	Scénario 26
Sites existants					
Inférieure	2	2	4	4	4
Médiane	1	4	5	5	5
Supérieure	4	7	8	8	8
Nouveaux sites					
Inférieure	2	1	1	1	1
Médiane	3	2	2	2	2
Supérieure	4	3	3	3	3
Total des sites utilisés					
Inférieure	4	3	5	5	5
Médiane	4	6	7	7	7
Supérieure	8	10	11	11	11

Approbations

La présente demande d'approbation (voir chapitre 19) porte sur la nécessité et sur la raison d'être des centrales et des sites prévus par le Plan de production hydroélectrique ainsi que des nouvelles installations de production d'énergie d'origine fossile et nucléaire. Les emplacements à envisager relativement aux divers projets de production d'origine fossile et nucléaire comprendront au moins les sites indiqués à la Figure 14–22. La demande d'approbation porte également sur la nécessité et sur la raison d'être de l'intégration, au réseau de transport global existant et planifié, des nouvelles installations de production au moyen de lignes de transport radiales. Les évaluations de projet subséquentes viseront à assurer que l'implantation et la mise en service des installations proposées respectent l'environnement et soient acceptables par la communauté. Ces évaluations de projet ne remettront pas en question les aspects de la planification dont traite la présente demande.

Figure 15–30 **Moyennes annuelles des émissions acides**



au début des années 1990, il faudra désigner de nouveaux sites à titre de solutions supplémentaires de rechange aux sites déjà désignés.

TRANSPORT À TITRE D'EXEMPLE

Le chapitre 14 traite des besoins en matière de transport afin que l'analyse des coûts comprenne les coûts de transport.

En général, l'importance de ces besoins, pour une même prévision de la charge, varie peu selon les scénarios. La principale différence tient à l'ordre et à l'échéancier d'implantation des ajouts au réseau global d'électricité. Toutefois, dans certains cas, particulièrement selon la charge inférieure, il existe des écarts allant jusqu'à 350 km dans la longueur totale des lignes de transport. Les besoins en matière de transport augmentent en fonction de la charge.

COMPARAISON DE SCÉNARIOS

La présente section compare les cinq scénarios sous divers aspects relatifs aux critères de planification.

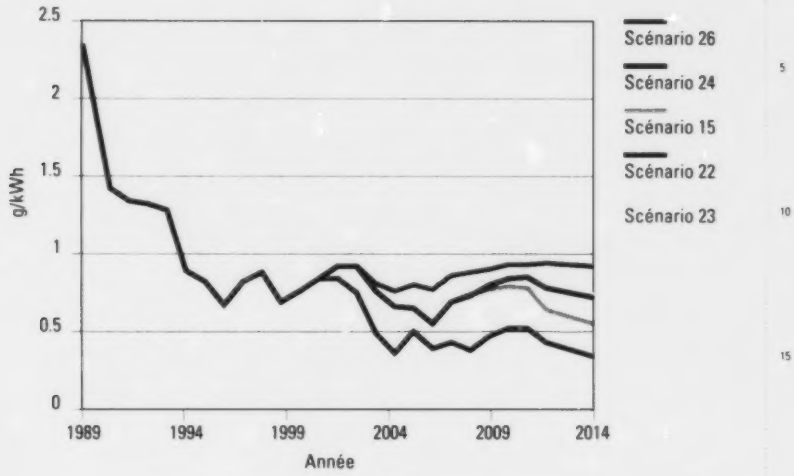
Exigences et normes de sécurité des installations et sécurité du public

Dans tous les scénarios, toutes les installations seront conçues, construites, exploitées et mises hors service conformément aux normes de sécurité d'Ontario Hydro et de façon à respecter ou à dépasser les exigences fédérales et provinciales en matière de sécurité.

«Les réacteurs nucléaires d'Ontario Hydro sont exploités de façon sécuritaire et selon des normes techniques élevées. On n'a décelé aucun effet négatif notable chez les travailleurs ou chez le public. On ne peut jamais éliminer entièrement le risque d'accidents assez graves pour avoir des effets négatifs sur le public, mais ce risque est très faible.»

– F.K. Hare, commissaire de l'Étude sur la sécurité des centrales nucléaires de l'Ontario

Figure 15–31 **Tendances des émissions acides de 1989 à 2014**



La sécurité des centrales nucléaires préoccupe beaucoup le public et revêt une importance considérable pour Ontario Hydro. En 1987 et 1988, la sécurité des centrales nucléaires d'Ontario Hydro a fait l'objet d'un examen mené par F.K. Hare, commissaire de l'Étude sur la sécurité des centrales nucléaires de l'Ontario. Selon la conclusion de son rapport, «Les réacteurs nucléaires d'Ontario Hydro sont exploités de façon sécuritaire et selon des normes techniques élevées. On n'a décelé aucun effet négatif notable chez les travailleurs ou chez le public. On ne peut jamais éliminer entièrement le risque d'accidents assez graves pour avoir des effets négatifs sur le public, mais ce risque est très faible.»

Exigences, normes et caractéristiques environnementales – généralités

Dans tous les scénarios, on tient compte des effets, sur l'environnement naturel, des plans de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de production hydroélectrique.

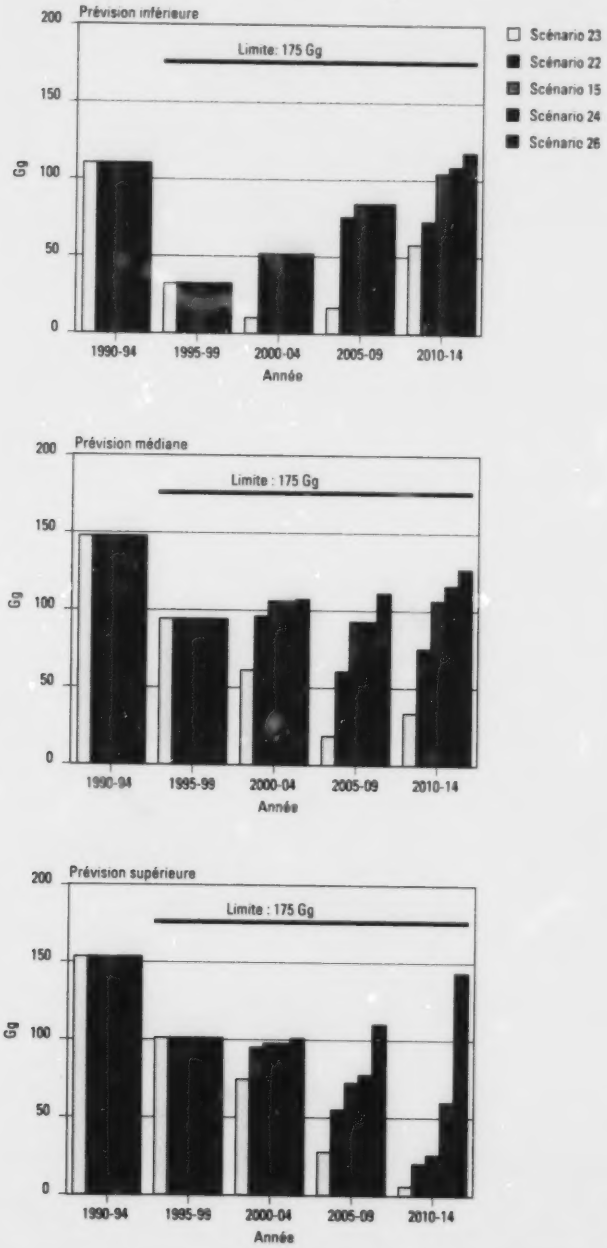
Le chapitre 14 traite des effets potentiels des principales solutions d'accroissement de l'offre sur l'environnement naturel ainsi que des mesures de réduction connexes.

Certains effets sur l'environnement font l'objet de contrôles à l'échelle du réseau et ont des répercussions importantes sur les principaux plans d'accroissement de l'offre.

D'autres effets sur l'environnement naturel font l'objet de contrôles à la centrale même. La conception et l'exploitation des installations nucléaires, par exemple, font l'objet de contrôles visant à réduire le risque d'exposition du public aux radiations à une valeur inférieure à la limite réglementaire établie par la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Les résultats des contrôles sont présentés aux autorités compétentes. Le chapitre 14 traite des émissions des centrales, qui feront l'objet d'un examen approfondi à l'étape de l'approbation d'un projet donné.

Les sections ci-dessous traitent brièvement des effets sur l'environnement à l'échelle du réseau dans les cinq scénarios; on trouvera des renseignements supplémentaires dans le rapport de l'Analyse environnementale du Plan de l'offre et de la demande.

Figure 15–32 **Moyennes annuelles des émissions de SO_2**



Environnement – Émissions acides

À compter de 1994, la réglementation limitera l'ensemble des émissions acides d'Ontario Hydro à 215 Gg par année. Ces émissions acides comprennent l'anhydride sulfureux (SO_2) et les oxydes d'azote (NO_x).

Dans tous les scénarios et selon toutes les prévisions de la charge, la limite relative aux émissions acides est respectée.

Toutefois, à compter de l'an 2000, les émissions présenteront des écarts importants selon les scénarios.

La Figure 15–30 montre, en moyennes étalées sur cinq ans, les prévisions relatives aux émissions acides.

La Figure 15–31 indique les tendances des émissions acides, exprimées en g/kWh de la production totale d'Ontario Hydro. On constate une baisse des taux d'émissions dans tous les scénarios, particulièrement dans les scénarios 22 et 23.

Environnement – Émissions de SO_2

En plus de limiter l'ensemble des émissions acides, la réglementation limitera également les émissions de SO_2 à 175 Gg à compter de 1994.

Dans tous les scénarios et selon toutes les prévisions de la charge, la limite relative aux émissions de SO_2 est respectée.

Il existe toutefois d'importants écarts selon les scénarios (Figure 15–32).

La Figure 15–33 indique les tendances des émissions de SO_2, exprimées en g/kWh de la production totale d'Ontario Hydro. On constate une baisse des taux d'émission dans tous les scénarios, particulièrement dans les scénarios 22 et 23.

Environnement – Émissions de NO_x

L'ensemble des émissions de NO_x et de SO_2 est limité à un total de 215 Gg par année. Toutefois, on prévoit que le public pourrait s'inquiéter d'émissions de NO_x dépassant environ 60 Gg par année. Le Canada a signé un protocole international visant à maintenir les émissions de NO_x au-dessous des niveaux enregistrés en 1987. En 1987, les émissions de NO_x d'Ontario Hydro représentaient 62 Gg.

La Figure 15–34 montre que selon la prévision supérieure, dans tous les scénarios sauf dans le scénario 23, les émissions maximales de NO_x représentent en moyenne quelque 60 à 70 Gg par année de 2000 à 2004.

Selon les prévisions médiane et inférieure, dans tous les scénarios sauf dans le scénario 26, les émissions de NO_x sont égales ou inférieures à 40 Gg par année. De 2010 à 2014, dans le scénario 26, les émissions représentent environ 50 Gg par année selon la prévision médiane.

La Figure 15–35 indique les tendances des émissions de NO_x, exprimées en g/kWh de la production totale d'Ontario Hydro. Les scénarios 15, 22 et 23 présentent des baisses des taux d'émission plus importantes que les scénarios 24 et 26.

Figure 15-33 **Tendances des émissions de SO_2 de 1989 à 2014**

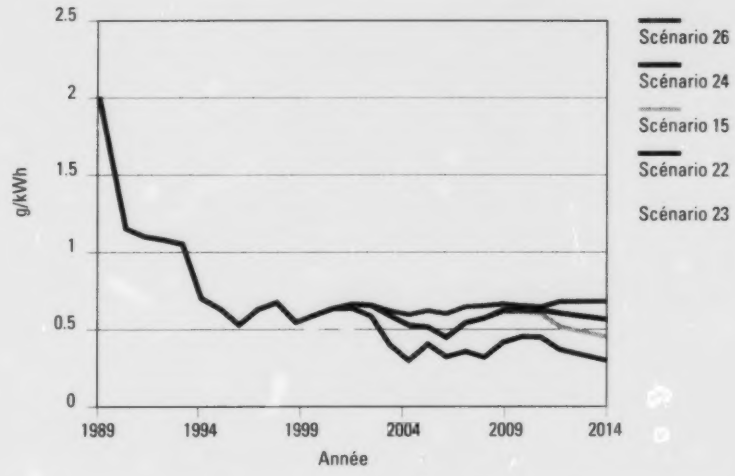


Figure 15–34 **Moyennes annuelles des émissions de NO_x**

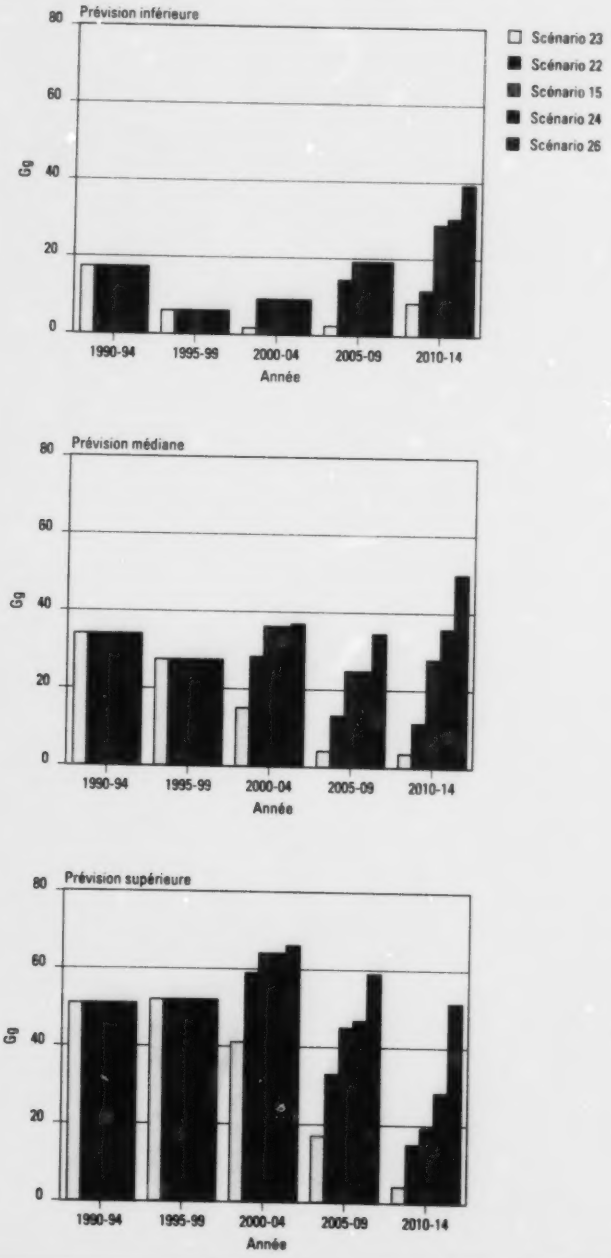
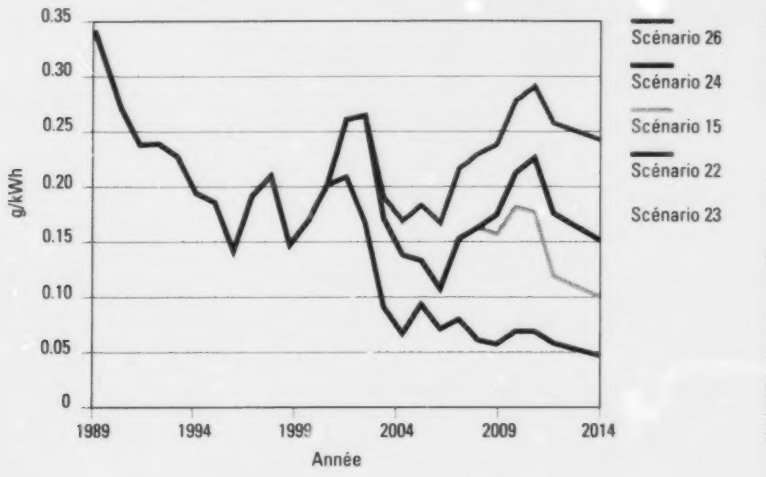


Figure 15–35 **Tendances des émissions de NO_x de 1989 à 2014**



Environnement – Émissions de dioxyde de carbone

On prévoit que les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'énergie d'origine fossile constitueront un facteur important de réchauffement du globe. Il n'existe actuellement aucun règlement relatif aux émissions de CO_2. Toutefois, les ministres canadiens de l'énergie ont fixé comme objectif, à titre d'exemple et d'ici 2005, une réduction de 20 % par rapport aux émissions de CO_2 enregistrées en 1988.

En 1988, les émissions de CO_2 d'Ontario Hydro représentaient 31 Tg; son objectif fixé à titre d'exemple s'établit donc à environ 24 Tg par année. La Figure 15–36 indique les émissions de CO_2, qui varient considérablement selon les scénarios.

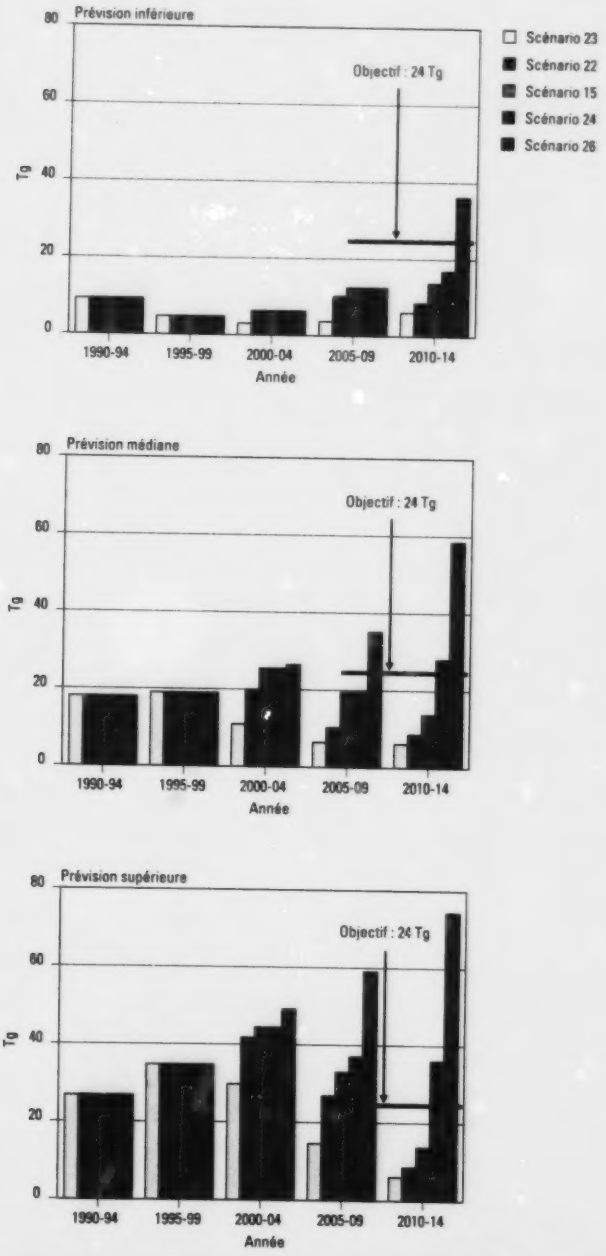
Selon la prévision médiane, les émissions dépassent l'objectif dans les scénarios 24 et 26, mais présentent une marge inférieure à l'objectif dans les scénarios 15, 22 et 23.

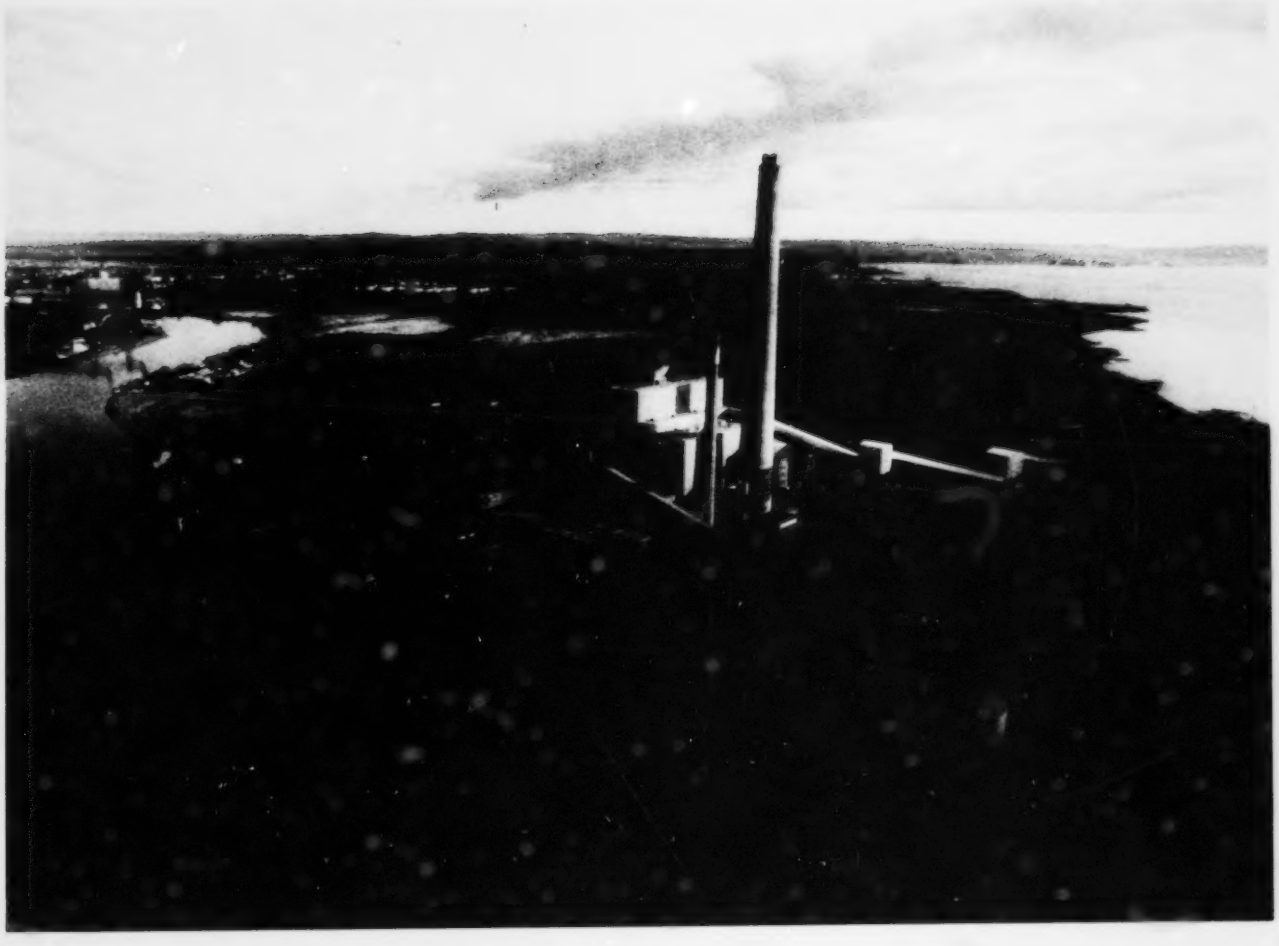
Selon la prévison inférieure, les émissions dépassent l'objectif dans le scénario 26.

Selon la prévision supérieure, de 2005 à 2009, les émissions dépassent l'objectif dans tous les scénarios, sauf dans le scénario 23. De 2010 à 2014, les émissions demeurent supérieures à l'objectif, de deux à trois fois dans le scénario 26.

La Figure 15–37 indique les tendances des émissions de CO_2, exprimées en g/kWh de la production totale d'Ontario Hydro. Dans le scénario 26, les taux d'émissions sont plus élevés à la fin de la période du Plan; dans le scénario 24, ils demeurent sensiblement les mêmes; dans les scénarios 15, 22 et 23, ils sont inférieurs.

Figure 15–36 **Moyennes annuelles des émissions de CO_2**





Dans les centrales actuelles, on respecte les limites d'émissions de dioxyde de soufre en brûlant des combustibles à faible teneur en soufre et en réduisant les émissions.

Possibilités d'atténuation des émissions atmosphériques

Les éléments de certains plans, dont le plan de gestion de la demande, qui excluent l'utilisation de combustibles fossiles, permettent d'atténuer les émissions acides et de CO_2. Pour respecter les limites réglementaires des émissions de SO_2 et de NO_x, Ontario Hydro emploie diverses méthodes de réduction, notamment la combustion de charbon à faible teneur en soufre ainsi que l'installation d'épurateurs et le recours aux modifications du procédé de combustion dans certains groupes existants alimentés au charbon. Dans tous les scénarios envisagés, les nouveaux groupes COPV (charbon) sont dotés d'épurateurs de SO_2 et de dispositifs de réduction catalytique sélective (RCS) de NO_x.

Il n'existe pas, sur le marché, de techniques économiques et efficaces permettant d'éliminer le CO_2 des gaz de combustion des centrales à combustible fossile.

Environnement – Résidus de combustibles fossiles

Les déchets résultant de la combustion du charbon comprennent les cendres et les déchets des épurateurs provenant de la désulfuration des gaz de combustion (Figure 15–38). La combustion du mazout et du gaz n'entraîne pas de déchets importants.

Au cours de la période du Plan, les cendres et les déchets des épurateurs varient selon les scénarios. Par rapport au scénario 15, les déchets sont plus importants d'environ 70 % dans le scénario 26 et 20 % dans le scénario 24, et moins importants d'environ 20 % dans le scénario 22 et 40 % dans le scénario 23.

Dans le scénario 15, les cendres et les déchets d'épurateurs résultant des 550 TWh de production d'énergie d'origine fossile au cours de la période du Plan occuperaient au total un cube d'environ 285 m de côté.

Une partie des cendres et des déchets d'épurateurs s'utilise dans la couche de fondation des routes, dans des matériaux en béton et dans d'autres produits de construction. Il faut stocker ou éliminer le reste sur place et trouver ailleurs de nouveaux sites d'élimination.

La Figure 15–39 indique les tendances des émissions de déchets solides de combustibles fossiles, exprimées en g/kWh de la production totale d'Ontario Hydro. Dans les scénarios 26 et 24, les émissions sont plus importantes que dans les scénarios 15, 22 et 23.

Figure 15–37 **Tendances des émissions de CO_2 de 1989 à 2014**

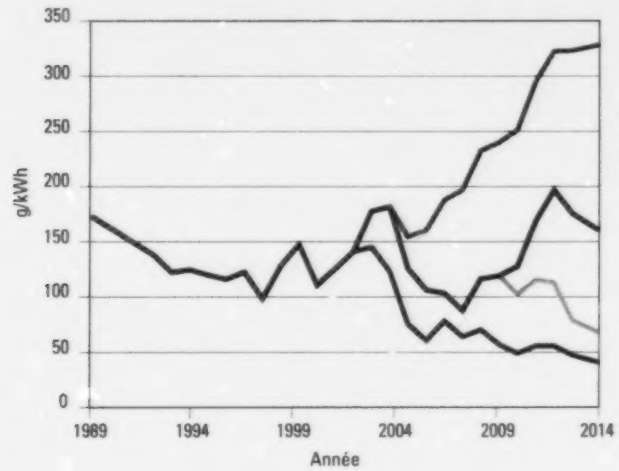


Figure 15–38 **Cendres et déchets d'épurateurs (DGC) de 1989 à 2014**

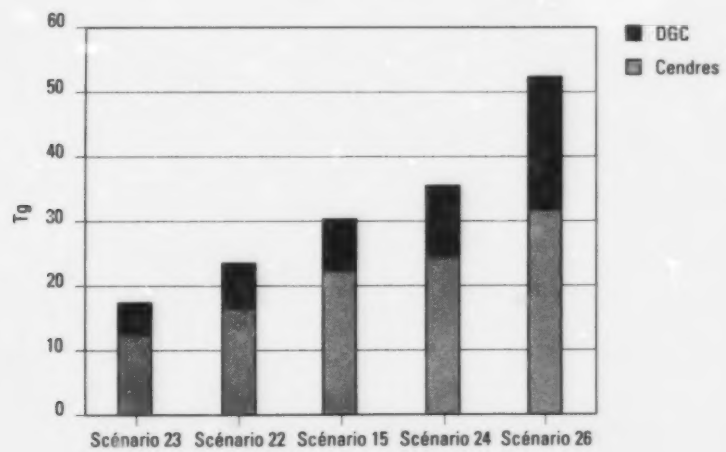
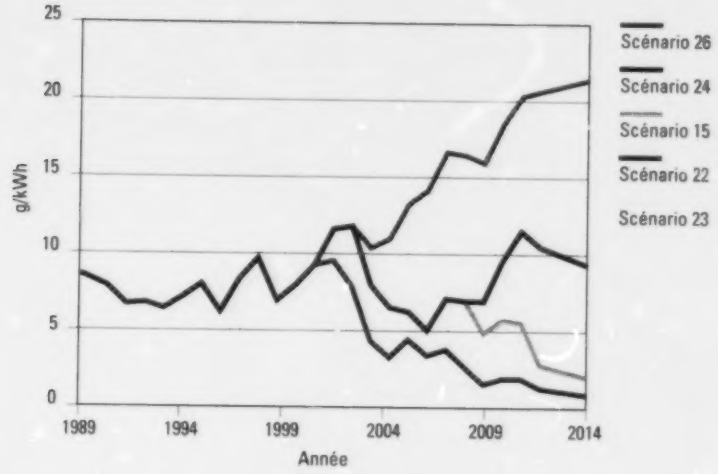


Figure 15–39 **Tendances des quantités de cendres et de déchets d'épurateurs (DGC) de 1989 à 2014**



L'eau chaude déversée par la centrale de Darlington séjourne dans un tunnel diffuseur-déverseur avant de s'écouler dans le lac Ontario.

Figure 15-40 **Énergie fossile – Émissions de cendres et de déchets d'épurateurs (DGC) au-delà de la période du Plan, en téragrammes (Tg)**

	Production annuelle moyenne	Déchets des centrales à combustible fossile en service en 2014		
	2010 – 2014	2014 – 2024	2014 – 2034	2014 – 2044
Scénario 26	**3,7**	**37**	**74**	**111**
Scénario 24	1,8	18	36	54
Scénario 15	**0,8**	**8**	**16**	**24**
Scénario 22	0,3	3	6	9
Scénario 23	**<0,1**	**0,8**	**1,5**	**2,3**

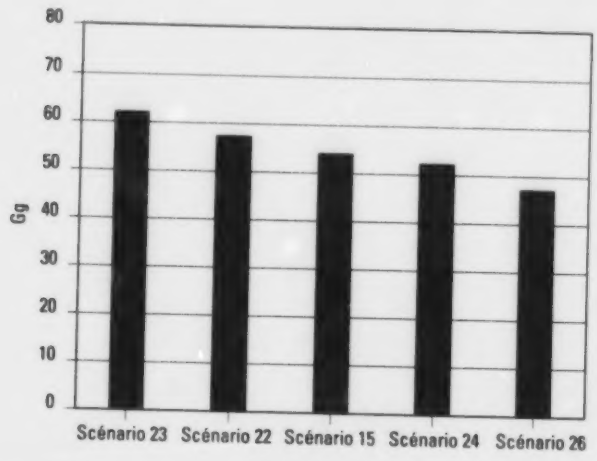
Réutilisation des déchets de combustibles fossiles

Dans les cinq scénarios, on constate des quantités importantes de déchets à la fin de la période du Plan. Il existe un certain nombre de solutions pour réduire considérablement les déchets. Depuis longtemps, les cendres des centrales au charbon d'Ontario Hydro servent de matériau de remplacement ou d'additif dans la fabrication du ciment, de matériau de remblayage pour les mines et la remise en état de fosses ou de carrières et pour la stabilisation de liquides dangereux. En 1987, Ontario Hydro a recyclé environ 19 % des cendres produites par ses centrales au charbon. Ontario Hydro recherche activement diverses possibilités d'accroître la réutilisation des cendres.

L'épuration du SO_2 des gaz de combustion aux centrales alimentées au charbon produit des déchets de sulfate de calcium (gypse) qui, moyennant un coût supplémentaire, peuvent servir dans la production de panneaux muraux de type commercial. Ontario Hydro négocie activement avec des fabricants de panneaux muraux afin de créer un marché pour développer un type de gypse synthétique qui sera produit à la centrale de Lambton à compter de 1994.

Le CCGI émet des déchets solides plus faciles à gérer et n'émet pas de déchets d'épurateurs.

Figure 15–41 **Quantités de déchets de combustibles nucléaires de 1985 à 2014**



Installation de tubes d'alimentation dans un réacteur de la centrale de Bruce.

Au-delà de la période du Plan, les cendres et les déchets d'épurateurs s'accumuleront à des taux différents. La Figure 15–40 montre, pour des intervalles de dix, vingt et trente ans, les taux et les projections de quantités de déchets provenant des installations de production en service en 2014. Dans le scénario 26, où l'on utilise des centrales COPV (charbon) pour répondre à de nouvelles exigences de base, les volumes de déchets fossiles sont beaucoup plus élevés que dans les autres cas. Dans le scénario 24, où l'on utilise une seule centrale de ce type, les déchets sont un peu plus importants que dans les autres cas.

Environnement – Déchets radioactifs des centrales nucléaires

Les déchets provenant des centrales nucléaires comprennent le combustible irradié et les déchets de faible activité (Figures 15–41 et 15–42).

Au cours de la période du Plan, il existe un écart entre les scénarios relativement au combustible nucléaire irradié, dont les quantités sont les plus faibles dans le scénario 26 et les plus élevées dans le scénario 23. Par rapport au scénario 15, ces quantités sont moins élevées d'environ 15 % dans le scénario 26 et plus élevées d'environ 15 % dans le scénario 23. Les quantités de déchets de faible activité affichent une courbe semblable.

Pour donner une idée de ces quantités de déchets, précisons que dans le scénario 15, le combustible nucléaire irradié, résultant de la production de 2 800 TWh d'énergie au cours de la période du Plan, occuperait un cube de 28 m de côté. Les déchets de faible activité se mesurent ordinairement en volume, et non en masse, en raison de la nature hétérogène des déchets. Dans le scénario 15, le poids approximatif des déchets de faible activité est de 20 Gg.

La Figure 15–43 indique les tendances des émissions de déchets radioactifs, exprimées en g/kWh de la production totale d'Ontario Hydro. On constate une tendance à la hausse dans tous les scénarios, sauf dans le scénario 26.

Parmi les solutions d'accroissement de l'offre, la construction de centrales nucléaires est celle qui nécessite la main-d'oeuvre la plus importante.

Figure 15–42 **Quantités de déchets à faible radioactivité de 1989 à 2014**

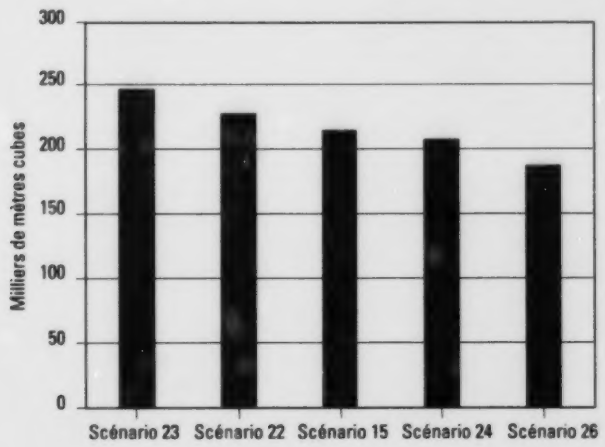
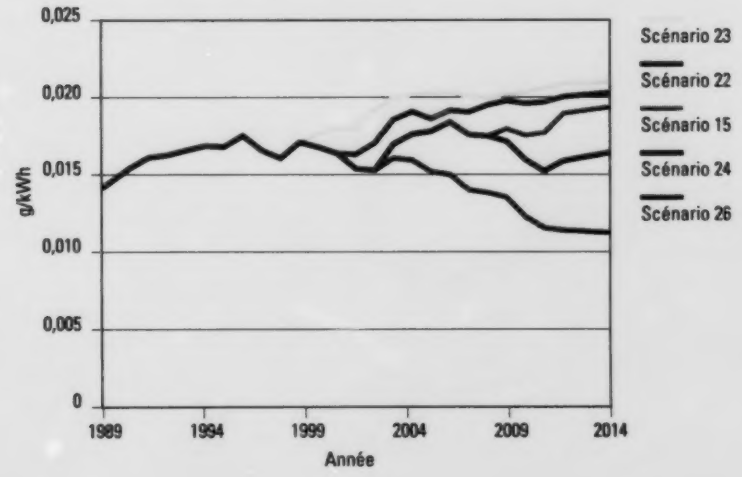


Figure 15–43 **Tendances des quantités de combustible nucléaire et de déchets de faible activité de 1989 à 2014**



Au-delà de la période du Plan, le combustible nucléaire irradié s'accumulera à des taux différents. La Figure 15–44 montre, pour des intervalles de dix, vingt et trente ans, les taux et les projections de quantités de déchets provenant des centrales nucléaires en service en 2014. Le scénario 23 affiche l'accumulation la plus élevée de combustibles nucléaires, suivi, dans l'ordre, par les scénarios 22, 15 et 24. Le scénario 26 affiche l'accumulation la plus faible, et de beaucoup, puisqu'il ne prévoit pas l'ajout de nouvelles installations nucléaires.

Environnement – Utilisation des terrains

L'utilisation de nouveaux terrains est comparable dans tous les scénarios, ces derniers présentant peu d'écarts relativement aux sites de nouvelles centrales, de nouveaux circuits de transport et de nouvelles installations d'élimination des déchets.

Une centrale occupe ordinairement de 300 à 500 hectares. En plus de l'utilisation des sites existants de Wesleyville et de Darlington B, les scénarios 15, 22, 24 et 26 nécessitent des terrains pour deux nouveaux sites et le scénario 23, pour trois nouveaux sites. Dans tous les scénarios, l'utilisation de sites existants réduit la nécessité de nouveaux sites.

Selon la prévision médiane, l'emprise d'une ligne de transport nécessite environ 13 000 hectares dans tous les scénarios.

En ce qui a trait aux déchets de combustibles fossiles, la quantité de charbon brûlé, les moyens adoptés en matière de protection de l'environnement et la mesure dans laquelle on utilise des sous-produits déterminent l'étendue des terrains nécessaires, qui varie d'environ 300 à 600 hectares.

Dans tous les scénarios et selon toutes les prévisions de la charge, les installations d'élimination de déchets nucléaires nécessaires aux centrales existantes recevront également des quantités de combustible irradié provenant de nouvelles centrales nucléaires. Il ne sera donc pas nécessaire d'ajouter de nouveaux terrains aux fins de la gestion des déchets de combustible nucléaire.

Figure 15–44 Émissions de déchets de combustible nucléaire au-delà de la période du Plan, en gigagrammes (Gg)

	Production annuelle moyenne	Déchets des centrales nucléaires en service en 2014		
	2010–2014	2014–2024	2014–2034	2014–2044
Scénario 26	**1,6**	**16**	**32**	**48**
Scénario 24	2,2	22	44	66
Scénario 15	**2,5**	**25**	**50**	**75**
Scénario 22	2,7	27	54	81
Scénario 23	**2,8**	**28**	**56**	**84**

Évacuation de combustible nucléaire irradié

On établit actuellement des principes d'évacuation des déchets de combustible nucléaire en vertu du programme fédéral-provincial de gestion des déchets de combustible nucléaire et sous l'égide d'Énergie atomique du Canada Ltée. Ontario Hydro donne l'exemple en matière de transport de ces déchets. Le Comité fédéral d'examen des évaluations environnementales a commencé à préparer, aux fins de consultation publique, les données relatives au transport et à l'évacuation des déchets.

Une fois approuvés les principes d'évacuation, les études d'implantation pourront commencer. D'ici là, Ontario Hydro continuera de stocker le combustible irradié dans les centrales nucléaires. Elle prévoit la mise en service d'un dépôt définitif après l'an 2020.

Les tarifs d'électricité d'Ontario Hydro comprennent le coût de l'évacuation des déchets de combustible nucléaire et la mise hors service de centrales nucléaires.

Acceptation par le public et autres considérations d'ordre social

La Stratégie de planification de l'offre et de la demande présente des lignes directrices relatives à l'élaboration et à l'évaluation des plans de l'offre et de la demande. Ces lignes directrices comprennent les résultats d'une consultation publique ayant permis à Ontario Hydro de mieux connaître les valeurs, les préoccupations et les attentes du public.

L'acceptation par le public des plans de l'offre et de la demande, fondés sur la Stratégie, dépendra des facteurs suivants :

- La mesure dans laquelle Ontario Hydro a tenu compte de l'évolution des valeurs du public à l'égard, par exemple, de la protection de l'environnement et de l'exploitation maximale des solutions privilégiées : gestion de la demande, production privée d'électricité, production hydroélectrique et remise en état de centrales.
- Le choix de solutions d'accroissement de l'offre, sujet de préoccupation à la fois d'ordre social et local.

Le processus d'évaluation environnementale, auquel le public pourra participer, permettra d'évaluer l'acceptation des plans par le public.

L'acceptation par le public et les autres considérations d'ordre social constitueront également un facteur important de l'implantation des solutions d'accroissement de l'offre.

Incidence économique – Produit intérieur brut (PIB) et emploi

Tous les plans de l'offre et de la demande permettront la création de nombreux emplois dans toute la province. Les écarts en matière d'emploi global dépendent en grande partie de l'utilisation des énergies fossile et nucléaire dans chaque scénario. Pendant la durée de vie utile d'une centrale nucléaire CANDU, l'utilisation de ressources canadiennes et ontariennes représente ordinairement plus de 90 %, soit environ deux fois plus que dans le cas d'une centrale thermique traditionnelle au charbon.

On a préparé une évaluation provinciale de l'incidence sur le PIB et sur l'emploi, d'ici l'an 2009, en comparant les scénarios 22 et 24 au scénario 15.

L'incidence sur le PIB s'exprime en dollars constants de 1989; l'incidence sur l'emploi s'exprime en années-personnes et tient compte de l'accroissement annuel de productivité de la main-d'oeuvre.

Tous les scénarios permettent d'accroître l'incidence sur le PIB et sur la création d'emplois. Le scénario 15, par exemple, aurait sur le PIB une incidence moyenne d'environ 4 milliards de dollars par année (1,1 % du PIB provincial annuel) et permettrait, en moyenne, la création d'emplois représentant environ 58 000 années-personnes par année (1 % de la main-d'oeuvre provinciale annuelle).

Par rapport au scénario 15, le scénario 22 aurait sur le PIB une incidence de 95 millions de dollars de plus par année et permettrait la création d'emplois représentant 1 100 années-personnes de plus par année au cours de la période 1989–2009. Les écarts entre les scénarios représentent, en moyenne, 0,03 % du PIB provincial annuel et 0,02 % de la main-d'oeuvre provinciale annuelle.

Par rapport au scénario 15, de 1989 à 2009, le scénario 24 aurait sur le PIB une incidence représentant 115 millions de dollars de moins par année et permettrait la création d'emplois représentant 1 200 années-personnes de moins par année. Les écarts entre les scénarios représentent, en moyenne, 0,03 % du PIB provincial annuel et 0,02 % de la main-d'oeuvre provinciale annuelle.

Une évaluation supplémentaire révèle que les écarts annuels demeurent lorsque l'analyse porte sur une période allant jusqu'en 2040.

On peut déduire par inférence les résultats obtenus dans les scénarios 26 et 23. Le scénario 26, où l'on utilise davantage le COPV (charbon) et aucunement l'énergie nucléaire CANDU, aurait sur le PIB et sur l'emploi une incidence moindre que le scénario 24. Le scénario 23, où l'on utilise davantage l'énergie nucléaire CANDU, aurait sur le PIB et sur l'emploi une incidence plus élevée que le scénario 22. Ces incidences continueraient de représenter une faible partie du PIB provincial annuel et de la main-d'oeuvre provinciale annuelle.

Cette analyse permet de mesurer uniquement les incidences brutes des activités d'Ontario Hydro et ne reflète pas l'incidence nette sur l'économie ontarienne. Si l'économie ontarienne affiche un taux d'emploi maximal au cours de cette période, une partie des emplois créés en raison de la construction de nouvelles installations en Ontario pourrait être attribuable à d'autres projets de construction ou à la migration. Par conséquent, l'incidence nette pourrait ne représenter qu'une partie des chiffres énoncés ici.

Incidence économique – Balance commerciale

Les dépenses à l'intérieur et à l'extérieur du Canada varient selon les scénarios, surtout en raison des importations de combustible (ex. : charbon des États-Unis) et de matériel.

Comment Ontario Hydro utilise les terrains au maximum

Dans les cinq scénarios de planification, ce sont les besoins en matière de transport qui dominent l'utilisation totale des terrains. Les possibilités de réutilisation des emprises actuelles d'Ontario Hydro pour établir de nouvelles lignes de transport et pour faciliter au maximum l'utilisation secondaire de ces emprises permettront de réduire les besoins futurs en matière de terrains et d'optimiser l'utilisation des terrains actuels et futurs. Dans une emprise donnée, la proportion de terrain ne pouvant servir à une utilisation secondaire représente ordinairement moins de un pour cent du total.

Ontario Hydro favorise également l'utilisation maximale des sites actuels de centrales de production avant l'aménagement de nouveaux sites, et les possibilités d'utilisations secondaires compatibles.

Les exportations d'électricité, qui varient également selon les scénarios, favorisent considérablement la balance commerciale du Canada.

Au cours d'une période de quarante ans, en supposant une mise en service en 2002 et un facteur d'utilisation annuelle moyen de 80 % :

1. On dépensera 750 millions de dollars (valeur actuelle en 1989) au Canada pour acheter du combustible destiné à une centrale CANDU.
2. On dépensera 3 500 millions de dollars (valeur actuelle en 1989) à l'extérieur du Canada pour acheter du combustible destiné à une centrale COPV (charbon) équivalente.

À l'égard de la balance commerciale, on a évalué les écarts entre les scénarios au-delà de la période du Plan, jusqu'en 2040, afin d'englober une plus grande partie de la durée de vie des solutions d'accroissement de l'offre.

Parmi les cinq scénarios, le scénario 23 affiche l'incidence la plus favorable et le scénario 26 l'incidence la moins favorable sur la balance commerciale. Par rapport au scénario 15, en dollars constants de 1989, le scénario 22 affiche une incidence favorable de 115 millions de dollars par année et le scénario 24 une incidence défavorable de 57 millions de dollars par année.

En dollars constants de 1989, ces écarts représentent au total, sur la balance commerciale, une incidence plus favorable d'environ 1 milliard de dollars dans le scénario 22 et une incidence moins favorable d'environ 300 millions de dollars dans le scénario 24.

Satisfaction de la clientèle

L'élaboration et la mise en application du plan de gestion de la demande doit tenir compte de nombreuses considérations relatives à la satisfaction de la clientèle. En ce qui a trait aux sources majeures d'approvisionnement, la satisfaction de la clientèle dépend de la mesure dans laquelle on satisfait aux autres critères : coût, fiabilité, protection de l'environnement.

Norme de fiabilité – Puissance de pointe de réserve

Comme on l'a mentionné dans le chapitre 4, la norme de fiabilité du réseau d'Ontario Hydro, soit un maximum de 25 minutes-réseau d'énergie manquante par année (non fournie au client), peut se traduire par une puissance de pointe de réserve de 24 %. Tous les scénarios visent à assurer cette puissance de réserve.

La Figure 15–45 indique les puissances de pointe de réserve prévues dans les cinq scénarios. Dans tous les scénarios, la puissance de réserve est suffisante selon la croissance médiane; elle affiche une insuffisance temporaire selon la prévision supérieure et un surplus, selon la prévision inférieure, pendant la plus grande partie de la période du Plan.

Jusqu'en 2000, les puissances de pointe de réserve sont les mêmes dans tous les scénarios et selon chacune des prévisions de la charge, car on ajoute peu de sources majeures d'approvisionnement avant cette date.

Exemples de considérations relatives à l'acceptation par le public

À l'échelle provinciale

Certains segments de la population provinciale peuvent se sentir plus concernés que d'autres par le plan de l'offre et de la demande en raison de leur niveau culturel, de leur situation socio-économique, de leur mode de vie ou de leurs moyens de subsistance. Par conséquent, ils peuvent s'intéresser davantage et participer plus activement à cet examen.

Par exemple, les industries axées sur les ressources, le secteur manufacturier et les autres secteurs de l'économie provinciale peuvent s'intéresser à l'offre de ressources, de biens et de services pour la construction et l'exploitation du réseau électrique ou à la disponibilité d'électricité en quantité suffisante et à peu de frais pour donner de l'expansion à leurs entreprises. En outre, les personnes de métier compétentes de la province peuvent s'intéresser aux possibilités d'emploi en construction qu'offrent les plans ou au bouleversement qu'entraînent les changements d'emploi ou de lieu de travail. Quant aux personnes à revenu inférieur et à revenu fixe, elles peuvent se préoccuper des hausses à long terme des tarifs d'électricité.

D'autres segments de la population provinciale peuvent se préoccuper de questions économiques liées à la réduction des ressources non renouvelables, des effets à long terme de la combustion fossile sur le climat et sur l'atmosphère ou du partage, entre les divers types de production, des risques et des avantages de l'énergie nucléaire et de la gestion des déchets.

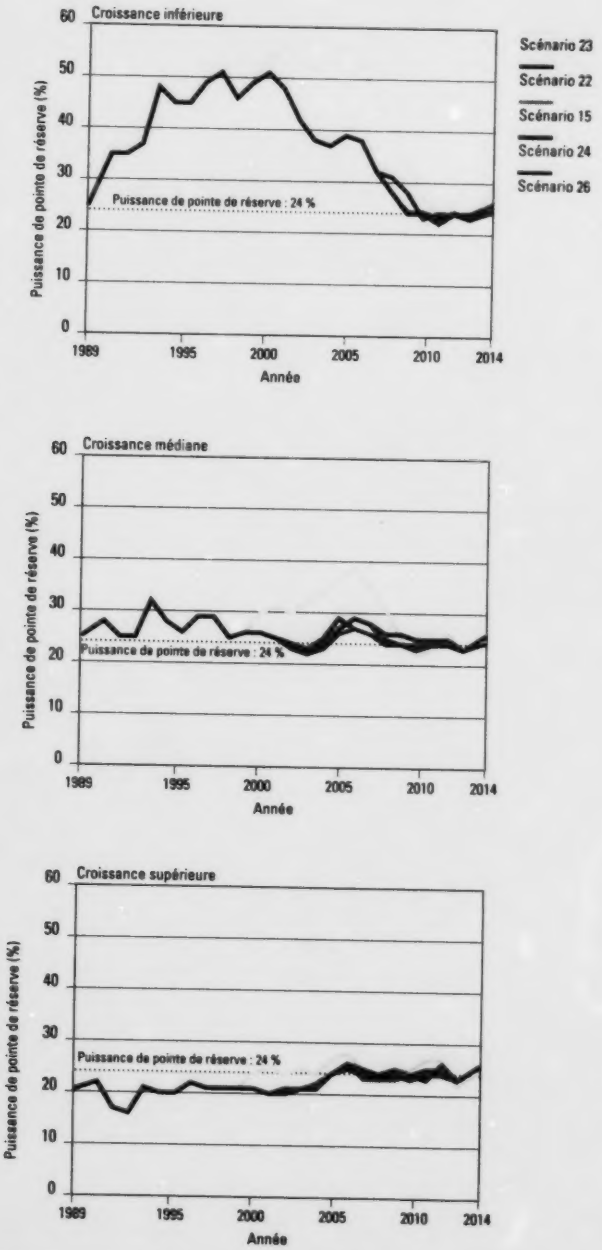
À l'échelle régionale

Les habitants de certaines régions de l'Ontario peuvent s'intéresser de près à des éléments du plan de l'offre et de la demande. Des résidents du Nord, par exemple, peuvent s'intéresser particulièrement à l'implantation ordonnée de centrales hydroélectriques ou à l'emplacement d'une importante installation de production. D'autres segments d'une population régionale peuvent s'intéresser de près à l'incidence d'un plan sur les aires récréatives, l'utilisation du sol, les affaires et les modes de vie traditionnels.

À l'échelle locale

En général, les personnes qui habitent près de l'emplacement proposé d'une installation s'intéressent beaucoup aux répercussions éventuelles, positives et négatives, de son implantation. L'envergure des répercussions dépend de la mesure dans laquelle le projet convient aux caractéristiques de la localité. Cette adéquation tient ordinairement à l'importance du projet et de la collectivité, à la main-d'oeuvre nécessaire et disponible et à l'échéancier du projet. La présence, sur place, d'une main-d'oeuvre compétente est un facteur important car l'afflux de travailleurs et de leurs familles risque de mettre à l'épreuve l'infrastructure, les services, l'administration et les ressources financières de la collectivité. Toutefois, on peut éviter ou atténuer bon nombre des répercussions sur la collectivité grâce aux programmes de gestion des répercussions mis au point par Ontario Hydro.

Figure 15–45 **Puissances de pointe de réserve**



Prévision médiane

Selon la prévision médiane, la puissance de pointe de réserve est, avant l'an 2000, supérieure à la norme pour deux raisons : l'entrée en service de Darlington et l'apport important des programmes de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de production hydroélectrique. Dans tous les scénarios, de 2004 à 2014, la puissance de pointe de réserve représente environ 24 %. Dans le scénario 23, de 1999 à 2009, la puissance de pointe de réserve est dépassée, et même de beaucoup pendant certaines années.

Prévision supérieure

Selon la prévision supérieure, au cours des années 1990, les puissances de pointe de réserve tombent à quelque 16 % à 20 % en raison du temps insuffisant pour construire les installations de production nécessaires pour assurer les puissances de pointe de réserve pendant la première moitié de la décennie. Au-delà de 1995 environ, le rétablissement des puissances de pointe de réserve dépend de la rapidité avec laquelle on reconnaît la tendance à la hausse de la croissance et de l'obtention des approbations nécessaires pour répondre en temps voulu à la croissance supérieure de la charge. Dans tous les scénarios sauf dans le scénario 23, les puissances de pointe de réserve sont rétablies à 24 % vers 2005; dans le scénario 23, ce rétablissement a lieu quelques années plus tôt.

Prévision inférieure

Selon la prévision inférieure, au cours des années 1990, les puissances de pointe de réserve augmentent en raison de l'entrée en service de Darlington, de l'implantation des programmes de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de production hydroélectrique ainsi que de l'achat auprès du Manitoba. Graduellement, avec la croissance de la charge et avec le retrait de certaines installations existantes, les puissances de pointe de réserve retournent en 2008 à 24 % dans tous les scénarios sauf dans le scénario 23, qui maintient des réserves élevées jusqu'en 2011.

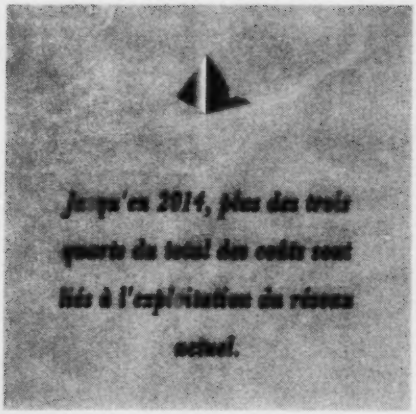


Figure 15–46 Coût des nouvelles sources majeures d'approvisionnement de 1994 à 2014 selon la prévision médiane de la charge et l'estimation médiane des coûts

en millions de dollars (1989)

Élément	Scénario 23	Scénario 22	Scénario 15	Scénario 24	Scénario 26
Énergie nucléaire					
Immobilisations	5 165	3 382	2 189	1 639	0
EEA	2 553	1 675	1 083	810	0
Énergie fossile					
Immobilisations	92	208	517	908	1 926
EEA	0	25	73	262	847
Coût des combustibles en raison de la croissance après 1993	(961)	(77)	938	1 387	2 897
Écart dans le coût du transport global par rapport au scénario 15	287	101	COÛT DE BASE	0	(40)
Total	7 137	5 314	4 798	5 006	5 630
Écart par rapport au scénario 15	2 339	516	COÛT DE BASE	208	832

Coûts des sources majeures d'approvisionnement sur une période de 25 ans

On a évalué les coûts selon les principes de calcul énoncés au chapitre 6.

La Figure 15–46 indique les coûts des nouvelles sources majeures d'approvisionnement d'Ontario Hydro dans les cinq scénarios. Il s'agit de la valeur actuelle des coûts nivelés affectés à la période du Plan, en fonction de la prévision médiane de la charge et de l'estimation médiane des coûts, dont le coût des combustibles, les dépenses d'immobilisations et le taux d'actualisation.

Les coûts des centrales nucléaires et à combustible fossile correspondent aux coûts du cycle de la durée utile, affectés à la période, jusqu'en 2014.

Les coûts futurs des combustibles serviront surtout à répondre à la demande existante. Pour permettre de mieux comprendre l'incidence des cas, les coûts des combustibles indiqués à la Figure 15–46 sont ceux qui servent à répondre à la demande après 1993. Ils comprennent le coût des combustibles utilisés dans le cadre des nouvelles solutions et leur incidence sur le déploiement du réseau actuel. Dans le scénario 24, par exemple, le coût des combustibles, soit 1 387 millions de dollars, est plus élevé afin de répondre à la croissance. Par contre, dans le scénario 22, entre 1989 et 2014, le coût des combustibles est réduit de 77 millions de dollars car la production d'énergie supplémentaire est surtout fondée sur un combustible nucléaire à coût modéré qui, en 1993, année de référence, se substitue au combustible plus coûteux actuellement utilisé.

La figure indique les écarts entre les coûts de transport global par rapport au scénario 15.

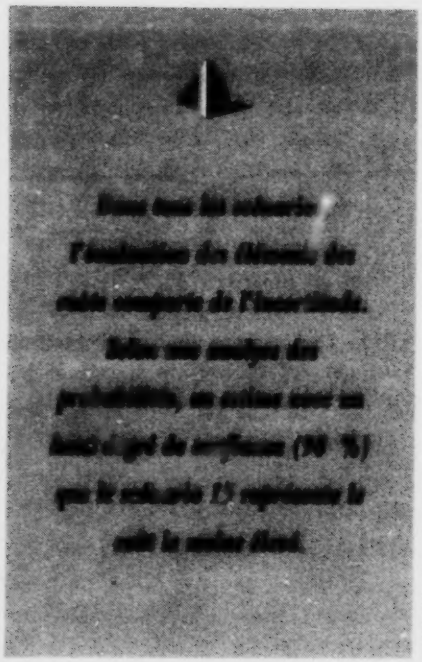
Les écarts entre les coûts des sources majeures d'approvisionnement figurent à la dernière ligne de la Figure 15–46. Par rapport au scénario 15, l'écart est plus grand entre les scénarios 23 et 26 qu'entre les scénarios 22 et 24.

Le coût est plus élevé dans le scénario 23 car les centrales CANDU fonctionnent selon de faibles facteurs d'utilisation et leur coût d'exploitation n'est pas concurrentiel (Figure 15–3).

Le coût est plus élevé dans le scénario 26 car les centrales à combustible fossile fonctionnent selon des facteurs d'utilisation élevés et leur coût d'exploitation n'est pas concurrentiel (Figure 15–3).

Coût total des nouvelles solutions et de l'exploitation du réseau actuel

	Scénario 23	Scénario 22	Scénario 15	Scénario 24	Scénario 25
Coût des nouvelles solutions de 1994 à 2014					
Énergie nucléaire – Immobilisations	5 185	3 382	2 186	1 639	0
– EEA	2 553	1 675	1 083	810	0
Énergie fossile – Immobilisations	92	208	517	908	1 926
– EEA	0	25	73	262	847
Réduction des émissions acides	441	441	441	441	441
Achat auprès du Manitoba	1 331	1 331	1 331	1 331	1 331
Hydroélectricité – Immobilisations	1 189	1 189	1 189	1 189	1 189
– EEA	200	200	200	200	200
Solutions de ralentissement de la demande	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094
Achat auprès du secteur privé	1 619	1 619	1 619	1 619	1 619
Transport	1 665	1 479	1 378	1 378	1 338
Distribution	2 988	2 988	2 988	2 988	2 988
Coût total – nouvelles solutions	20 347	17 641	16 111	15 868	14 982
Coût des combustibles					
Coût lié à la demande actuelle	14 046	14 046	14 046	14 046	14 046
Coût lié à la croissance après 1993	(961)	(77)	936	1 387	2 897
Coût total – combustibles	13 085	13 969	14 982	15 433	16 943
Coût d'exploitation du réseau actuel du 1989 à 2014	42 898	42 898	42 898	42 898	42 898
Coût total – nouvelles solutions et exploitation du réseau actuel	76 330	74 507	73 991	74 199	74 823
Écart par rapport au scénario 15	2 339	516	COÛT DE BASE	208	832



Total des coûts des solutions de l'offre et de la demande sur une période de 25 ans

La Figure 15–47 indique la charge totale du client, des nouvelles solutions de l'offre et de la demande ainsi que le coût d'exploitation du réseau actuel au cours de la période du Plan, pour présenter le contexte des coûts d'accroissement de l'offre d'Ontario Hydro. La figure comprend les coûts suivants :

Les dépenses d'immobilisations et les frais EEA (énergie nucléaire et énergie fossile) sont les mêmes que dans la Figure 15–46.

La réduction des émissions acides comprend les épurateurs (réduction des SO_2) et les modifications du procédé de combustion (réduction des NO_x).

L'achat d'électricité auprès du Manitoba commence en 1998.

Les coûts de *l'hydroélectricité* correspondent à l'ajout de 2 850 MW d'ici à 2014.

Les solutions de ralentissement de la demande (gestion de la demande et substitution de la charge par la production privée d'électricité) comprennent les coûts pour le service public d'électricité et les coûts pour le client. Il s'agit d'éléments importants des coûts futurs du plan de l'offre et de la demande.

L'achat auprès du secteur privé représente les sommes versées par Ontario Hydro au secteur privé pour l'achat d'électricité.

Les coûts de *transport* et de *distribution* comprennent les dépenses engagées par des services municipaux, car ces coûts font partie du total des coûts pour le client. Les coûts varient selon les scénarios, les besoins et les échéances en matière de transport global n'étant pas les mêmes.

Le coût des *combustibles* est réparti en deux éléments. Le premier représente le coût relatif à la demande actuelle; il comprend le coût des combustibles de 1989 à 1993 et suppose que, de 1994 à 2014, le réseau actuel répondra à la demande de la même façon qu'en 1993. Le second élément représente le coût relatif à la prévision de la charge après 1993, qui est également exprimé dans la Figure 15–46. Le coût des combustibles comprend une légère réduction correspondant aux profits de l'exportation d'électricité produite au moyen de l'énergie nucléaire.

Le coût d'exploitation du réseau actuel comprend la gestion de la demande et la production privée d'électricité de 1989 à 1993, ainsi que les coûts futurs d'exploitation, d'entretien et de remise en état du réseau actuel.

Les coûts reproduits dans la Figure 15–47 ne comprennent pas les frais de financement ou d'amortissement du réseau actuel, car ces frais font partie des coûts irrécupérables et ne sont pas visés par l'ajout de nouvelles sources d'approvisionnement. Ces chiffres indiquent qu'une grande partie des coûts futurs sont liés à l'exploitation du réseau actuel; ils sont communs à tous les scénarios.

Jusqu'en 2014, plus des trois quarts du total des coûts sont liés à l'exploitation du réseau actuel.

Dans la Figure 15–47, les écarts entre les coûts sont les mêmes que dans la Figure 15–46, car ces écarts sont liés aux solutions d'accroissement de l'offre. Tous les autres éléments sont communs à tous les scénarios.

La Figure 15–48 indique le total des coûts dans le scénario 15.

Écarts entre les coûts sur une période de 25 ans

La Figure 15–49 indique les écarts entre les coûts des solutions majeures d'accroissement de l'offre, les données de base étant celles du scénario 15. Le coût total d'accroissement de l'offre d'Ontario Hydro figure également dans la colonne de gauche. La Figure 15–46 indiquait le coût d'accroissement de l'offre d'Ontario Hydro selon la prévision médiane.

La Figure 15–49 indique également les écarts selon les prévisions supérieure et inférieure.

Dans tous les scénarios et selon toutes les prévisions, les coûts sont plus élevés que dans le scénario 15.

Degré de certitude en matière de coûts

Jusqu'à maintenant, nous avons fait état des coûts selon trois courbes de prévision de la

Figure 15–48 **Scénario 15 – Total des coûts de 1989 à 2014**
Croissance médiane de la charge et estimation médiane des coûts – en dollars actuels (1989)

- Réseau actuel 56,9 milliards $
- Nouvelle production nucléaire et fossile, et combustibles 4,8 milliards $
- Transport et distribution 4,4 milliards $
- GD et SCPP 3,1 milliards $
- Achats auprès du secteur privé 1,6 milliard $
- Hydroélectricité 1,4 milliard $
- Achats auprès du Manitoba 1,3 milliard $
- Réduction des émissions acides 0,4 milliard $

Coût total : 73,9 milliards de dollars

Figure 15–49 Écarts entre les coûts des solutions majeures d'accroissement de l'offre par rapport au scénario 15
Estimation médiane des coûts

Prévision de la charge	Coût des solutions dans le scénario 15	Écart entre les coûts: Scénario 23	Scénario 22	Scénario 15	Scénario 24	Scénario 26
Supérieure	12 191	1 161	167	COÛT DE BASE	221	1 214
Médiane	4 798	2 339	516	COÛT DE BASE	208	832
Inférieure	2 149	2 154	316	COÛT DE BASE	17	167

charge : médiane, supérieure et inférieure. La présente section traite des résultats selon les deux autres courbes de prévision, soit la tendance supérieure et la tendance inférieure, que nous avons déjà décrites dans le présent chapitre.

La présente section traite également de l'évaluation des coûts des combustibles, des dépenses d'immobilisations et des taux d'actualisation qui comportent une marge d'incertitude. Pour chaque estimation, on a établi un intervalle de confiance de 80 %. Ces intervalles sont représentés selon trois niveaux (médian, supérieur et inférieur), chacun correspondant à une probabilité.

Les résultats de l'analyse présentent un intervalle de coûts fondé sur les variations possibles de la prévision de la charge et de l'évaluation des coûts. Selon cette démarche, le coût relatif à chaque scénario n'est pas un nombre unique, mais une répartition ou un intervalle représentant 405 résultats possibles.

On peut comparer les scénarios en traçant point par point les écarts entre le scénario 15, qui est le moins coûteux, et tous les autres. La Figure 15–50 montre la répartition cumulative des probabilités d'écart entre les coûts du scénario 15 et ceux des autres scénarios.

Lorsque la courbe d'écart entre les coûts s'inscrit à la gauche du zéro, il est probable que le scénario en question sera *moins* coûteux que le scénario de base; si elle s'inscrit à droite, il est probable qu'il sera *plus* coûteux que le scénario de base. Si, pour un cas, la répartition des coûts se situe toujours à gauche de celle d'un autre scénario, le scénario de gauche est alors moins coûteux dans toutes les conditions.

La figure indique, par exemple, qu'il est probable à moins de 10 % que le scénario 22 sera moins coûteux que le scénario 15, et à plus de 90 % qu'il sera plus coûteux. Au bas du tableau, on constate qu'il est très peu probable que les scénarios 23, 24 ou 26 seront moins coûteux que le scénario 15. Le haut du tableau révèle que tous les scénarios pourraient s'avérer sensiblement plus coûteux que le scénario 15, et de beaucoup dans les scénarios 26 et 23.

Figure 15–50 **Écarts entre les coûts par rapport au scénario 15**

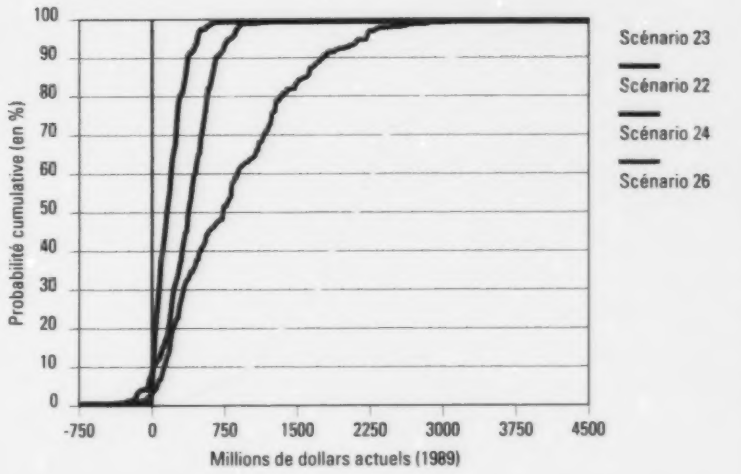
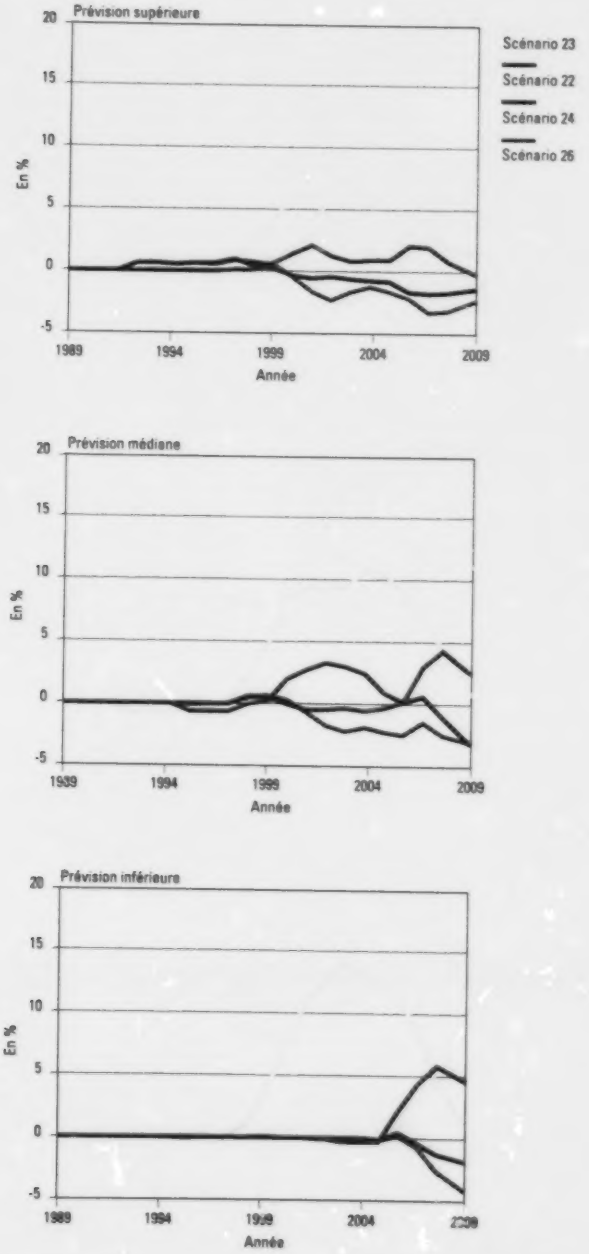


Figure 15–51 Resume des ecarts entre les couts par rapport au scenario 15
(millions de dollars actuels (1989))

Nature de l'écart	Scénario 23	Scénario 22	Scénario 15	Scénario 24	Scénario 26
Écart fondé sur l'estimation médiane (Figure 15–46)	2 339	516	Coût de base	208	832
Intervalle de confiance de 80 %	**1 020 – 3 195**	**30 – 800**	**Coût de base**	**30 – 380**	**120 – 1 770**
Écart prévu	2 097	365	Coût de base	187	857

Figure 15–52 **Incidence sur les prix de l'électricité par rapport au scénario 15**



Dans tous les scénarios, l'évaluation des éléments des coûts comporte de l'incertitude. Selon une analyse des probabilités, on estime avec un haut degré de confiance (90 %) que le scénario 15 représente le coût le moins élevé.

La Figure 15–51 résume les écarts entre les coûts par rapport au scénario 15. Pour référence, elle reprend les écarts entre les coûts selon l'estimation médiane (Figure 15–46). Elle présente également l'intervalle de confiance de 80 % relatif aux écarts entre les coûts, tracé à partir de la répartition cumulative des probabilités, et les écarts prévus entre les coûts. Le coût prévu, dont traite le chapitre 6, est un coût pondéré obtenu en multipliant la somme des 405 résultats possibles par leurs probabilités respectives.

Coûts d'implantation et de transport à titre d'exemple

À l'égard des coûts mentionnés jusqu'ici, on suppose que la première centrale importante affectée à la charge de base serait située à l'Est de Toronto. Pour illustrer les variations du coût selon l'emplacement, on a évalué un autre ordre d'implantation en supposant que la première centrale importante serait située dans le Nord de l'Ontario. Les coûts augmentent d'environ 150 à 250 millions de dollars car les coûts de transport interviennent plus tôt et le site le plus coûteux (dans la région du Chenal nord) est aménagé plus tôt.

Prix de l'électricité

La présente section fait état des répercussions sur les prix de l'électricité jusqu'en 2009. Au-delà de cette date, les répercussions financières sont influencées par les coûts liés à des installations encore non définies qui ne seront mises en service qu'après 2014.

Dans le scénario 15, on prévoit qu'au cours des 20 prochaines années, les prix réels de l'électricité demeureront, à 10 % près, les mêmes qu'à l'heure actuelle. La Figure 15–52 indique les répercussions sur les prix de l'électricité par rapport au scénario 15 et selon les prévisions médiane, supérieure et inférieure.

Pendant la première décennie de la période du Plan, il n'existe pas vraiment d'écarts entre les prix, tandis que de 2000 à 2009, dans les scénarios 22, 24 et 26, les prix de l'électricité sont en général, à 3 % près, les mêmes que dans le scénario 15. La perspective est nettement moins favorable dans le scénario 23, où la projection révèle que les prix seraient jusqu'à 10 % à 15 % plus élevés que dans le scénario 15.

Dans les scénarios 24 et 26, les perspectives à l'égard des prix de l'électricité pendant la période du Plan sont légèrement plus favorables que dans le scénario 15, en raison de l'avantage initial que représente le coût comptable et dont bénéficient les centrales à combustible fossile par rapport aux centrales nucléaires. Pendant les premières années de la durée de vie d'une centrale, le coût comptable combiné des dépenses d'immobilisations, des frais EEA et des combustibles, dont fait état le chapitre 6, est plus élevé dans le cas de l'énergie nucléaire que dans celui de la combustion du charbon.

Au-delà de 2009, dans les scénarios 24 et 26, les prix deviennent plus élevés que dans le scénario 15 à mesure que diminue le coût comptable relatif aux dépenses d'immobilisations.

Analyse du degre de confiance a l'egard des couts

Le coût total relatif à chaque grande solution d'approvisionnement dépend des estimations combinées de la courbe de la charge et des coûts. Notre analyse des coûts tient compte de cinq courbes de la charge (courbe supérieure, tendance supérieure, courbe médiane, tendance inférieure et courbe inférieure) et de trois valeurs pour chaque estimation des coûts (supérieure, médiane et inférieure). Si l'on combine chaque courbe de la charge à chaque valeur estimative des coûts, on obtient 405 résultats possibles dans chaque scénario.

Croissance de la charge	- 5 courbes
Dépenses d'immobilisations	- 3 estimations
Frais de l'uranium	- 3 estimations
Coût des combustibles fossiles	- 3 estimations
Taux d'actualisation	- 3 estimations

Figure 15–53 **Emprunts annuels nets**

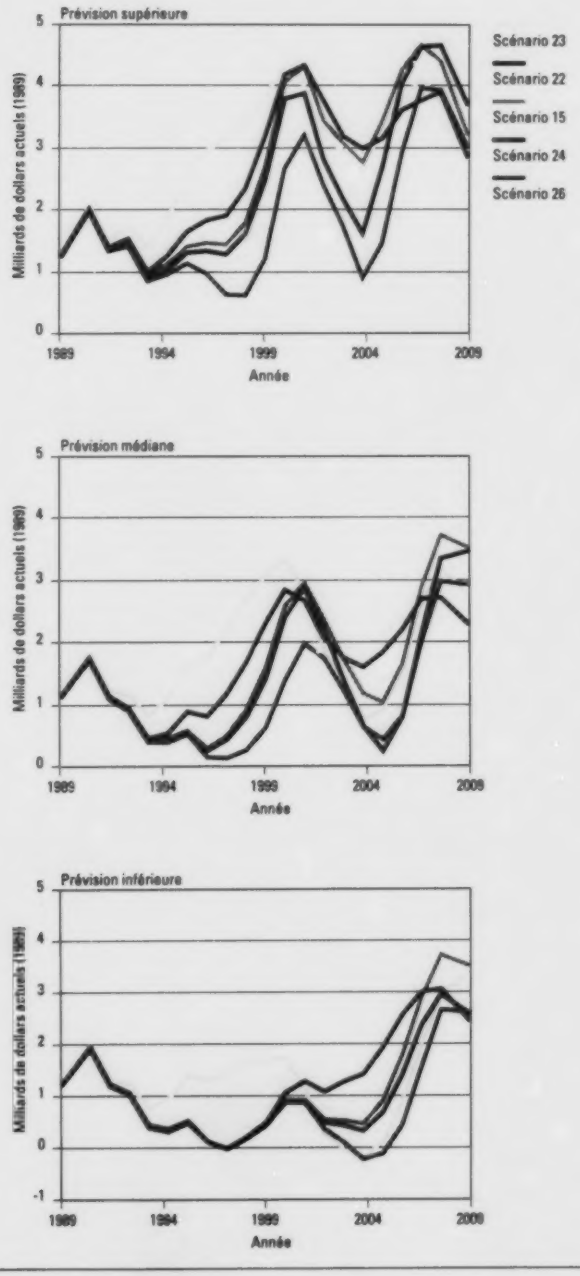
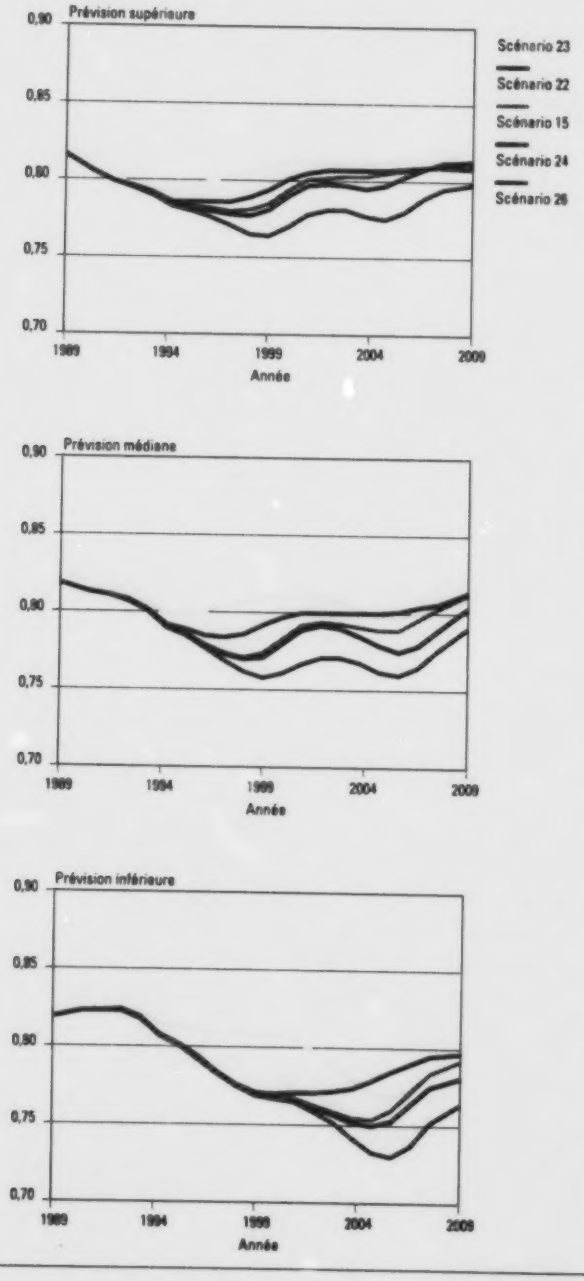


Figure 15–54 **Ratio d'endettement**



Emprunts nécessaires

La Figure 15–53 indique les projections relatives au montant réel des emprunts annuels nets. En général, on prévoit que les emprunts atteindront un maximum vers l'an 2000, puis vers l'an 2008, en même temps qu'on aura besoin de nouvelles installations importantes de production. Les emprunts sont plus élevés dans les scénarios où l'on utilise davantage l'énergie nucléaire, et moins élevés dans les scénarios où l'on fait davantage appel à l'énergie d'origine fossile, les dépenses d'immobilisations étant plus importantes à l'égard de l'énergie nucléaire que de l'énergie d'origine fossile. Le montant réel des emprunts annuels nets représente plus ou moins 1,5 milliard de dollars par rapport au montant des emprunts dans le scénario 15.

Par rapport au scénario 15, selon les projections, le montant cumulatif des emprunts réels nets jusqu'en 2009 serait plus élevé, jusqu'à 7 milliards de dollars dans le scénario 23 et jusqu'à 3 milliards dans le scénario 22, et moins élevé, jusqu'à 3 milliards de dollars dans le scénario 24 et jusqu'à 13 milliards dans le scénario 26.

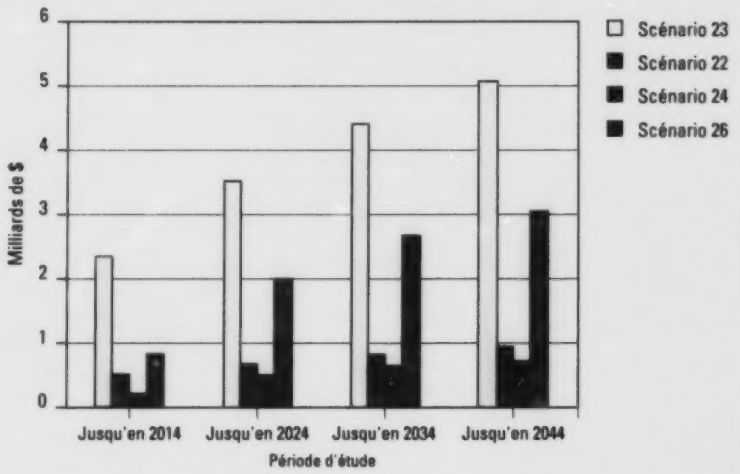
Bien que les emprunts nécessaires varient considérablement selon les divers scénarios, les emprunts annuels bruts affichent un maximum qui atteint jusqu'au double des emprunts actuels (en dollars de 1989). Pendant les années où elle aura le plus besoin d'emprunter, Ontario Hydro pourrait être dans l'obligation de réunir des capitaux à des taux d'intérêt proches de la marge supérieure envisagée dans l'analyse du degré de confiance à l'égard des coûts, et pourrait devoir accepter le risque lié aux opérations de change.

Rendement financier – Ratio d'endettement

La Figure 15–54 présente les perspectives de rendement financier de la Société, selon le ratio d'endettement (soit la dette divisée par le total du capital). Ces perspectives reposent sur la politique actuelle d'Ontario Hydro en matière de bénéfice net, qui fait l'objet d'une révision. Pour tous les scénarios, le ratio

d'endettement devrait, en règle générale, se situer dans la fourchette de 0,75 à 0,81 au cours des 20 prochaines années, pour s'accroître légèrement chaque fois que des centrales importantes et nouvelles sont sur le point d'être achevées. Cette perspective peut se comparer au ratio d'endettement d'Ontario Hydro, qui a varié, au cours des 20 dernières années, entre 0,73 et 0,85. En règle générale, la comparaison des ratios d'endettement entre les scénarios traduit des tendances analogues (en d'autres termes, les scénarios qui prévoient des niveaux d'emprunt supérieurs donnent également lieu à des ratios d'endettement supérieurs).

Figure 15–55 **Écarts entre les coûts, au-delà de 2014, par rapport au scénario 15**
Valeur actuelle 1989



Écarts entre les coûts au-delà de la période du Plan

D'importantes différences de coût interviennent au-delà de 2014. Ces différences s'expliquent par le fait qu'en moyenne, seulement six des 40 années de la durée utile des solutions permettant de répondre à la charge de base sont comprises dans la période du Plan. Les différences véritables entre les scénarios au cours de la durée complète des solutions répondant à la charge de base sont très importantes. Les estimations des écarts entre les coûts au-delà de la période du Plan sont représentées à la Figure 15–55.

Les différences de coût entre le scénario 15 et les autres scénarios progressent au fur et à mesure du prolongement de la période visée.

La différence de coût entre les scénarios 26 et 15 au cours de la durée du Plan s'établit à 832 millions de dollars; cette durée est prolongée jusqu'en 2044, la différence de coût passe à 3 044 millions de dollars.

La comparaison des coûts de la durée utile des solutions répondant à la charge de base constitue une autre façon de faire la démonstration des applications importantes des coûts au cours de la période postérieure à 2014.

Le coût unitaire moyen de l'énergie pour la solution CANDU répondant à la charge de base varie de 3,1 à 3,4 cents/kWh ($ 1989). Le coût unitaire moyen de l'énergie de la solution fossile la moins chère (COPV – charbon É.-U.) varie entre 3,9 et 4,2 cents/kWh ($ 1989). La valeur actuelle d'une centrale au charbon est supérieure d'environ 25 % à une centrale nucléaire équivalente CANDU de quatre tranches de 881 MW. Au cours de sa durée utile de 40 ans, une centrale CANDU mise en service en 2010 représente des économies de 1,25 milliard de dollars ($ 1989).

Validité technique

La plupart des solutions employées dans les cinq scénarios font appel à des procédés de conversion et à des mesures de protection de l'environnement qui ont fait leurs preuves en Ontario ou dans d'autres pays.

Cependant, comme nous le verrons ci-après, il existe, en matière de validité technique, des considérations afférentes à certains éléments des cinq scénarios.

Solution CCGI

La première phase de la solution CCGI, soit les GTC au gaz ou au mazout, est utilisée dans tous les scénarios pour répondre aux besoins de la charge de pointe et pour permettre d'ajouter ultérieurement, le cas échéant, d'autres phases. Nous abordons à la section suivante la question de l'expérience limitée d'Ontario Hydro en ce qui concerne les GTC à 150 MW.

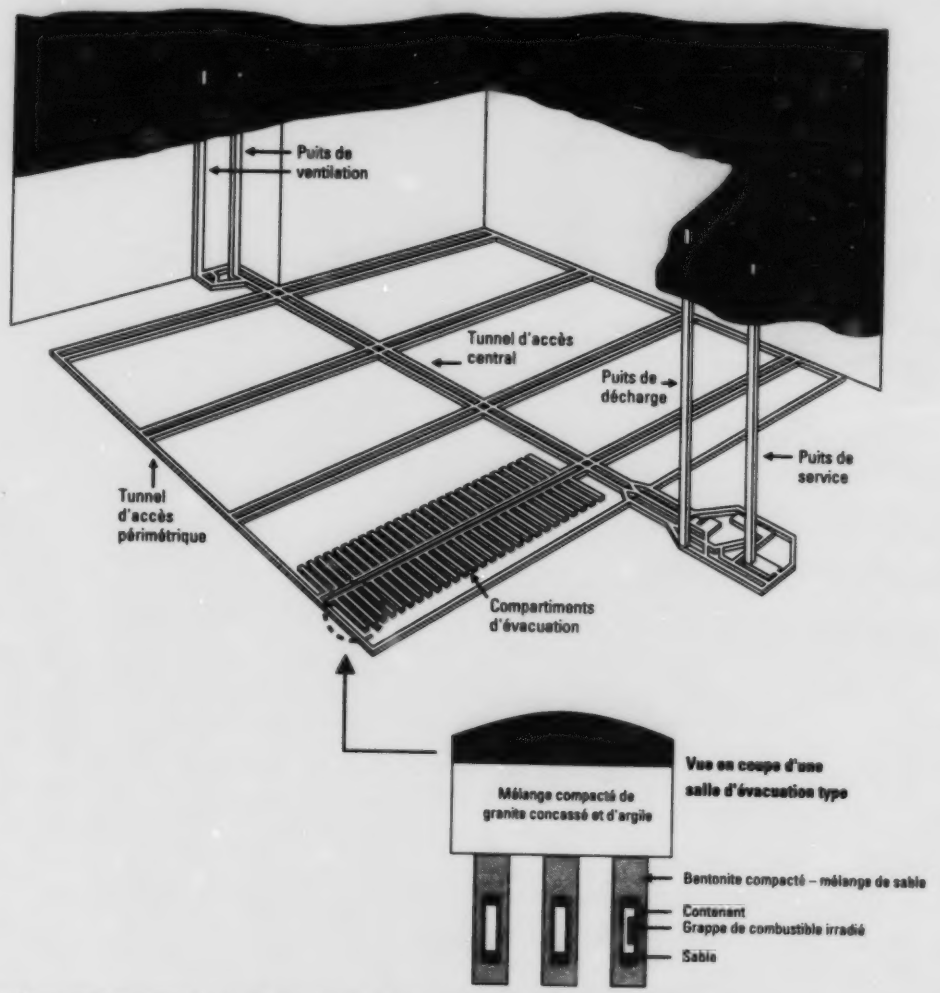
La première phase des GTC et la deuxième phase du CC représentent des procédés éprouvés dans le monde entier. La troisième phase, soit la gazéification du charbon, est un procédé établi, qui n'a cependant pas été utilisé massivement sur le marché, selon la taille prévue dans les scénarios.

Les scénarios seraient pour la plupart influencés par les limitations qui réduisent l'efficacité de la conversion à la solution intégrale CCGI. Le scénario 23 serait le moins touché, en raison de sa dépendance limitée vis-à-vis de la solution CCGI. Dans les scénarios 24 et 26, cette dernière solution pourrait remplacer les solutions faisant appel au charbon pour répondre à la charge de base une fois qu'elle sera plus crédible.

Solution GTC

Tous les scénarios font appel à des GTC à 150 MW, qui n'ont été mis en service commercial

Figure 15–56 **Principe d'évacuation des déchets nucléaires**

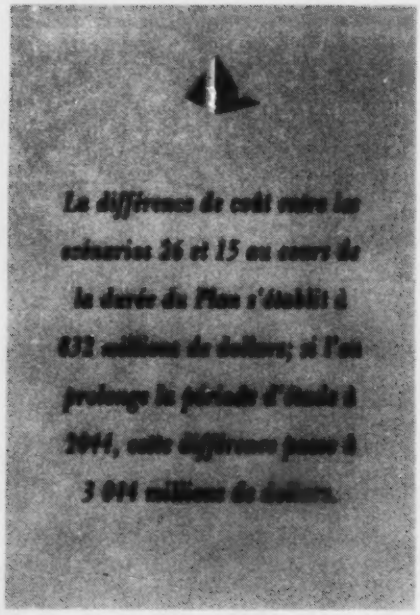


Source : Gestion des déchets de combustibles nucléaires au Canada, Énergie atomique du Canada Ltée, WWM–39–05–01, page 18

qu'à une époque très récente. Si leur rendement ou leur disponibilité ne répond pas aux exigences, les scénarios pourraient être modifiés et faire appel à des GTC de 60 à 90 MW, exploités commercialement depuis plusieurs années. Il faudrait prévoir un plus grand nombre de groupes et les coûts augmenteraient légèrement, puisque l'on perdrait certaines économies d'échelle. À nouveau, le scénario 23 pourrait être le moins touché, puisqu'il fait appel à un moins grand nombre de GTC.

Lutte contre les émissions de NO_x

La réduction catalytique sélective (RCS) est la mesure proposée pour la lutte contre les émissions de NO_x dans les nouvelles centrales au charbon répondant à la charge de base selon les scénarios 24 et 26. La RCS est utilisée en Europe. Elle n'a pas encore été exploitée commercialement en Amérique du Nord. Les charbons nord-américains présentent des caractéristiques différentes des charbons européens. Par conséquent, nous ne connaissons pas avec certitude le degré de leur efficacité et la fréquence selon laquelle le catalyseur devrait être remplacé, ce qui constitue un important élément de coût.



Les coûts des scénarios 24 et 26 augmenteraient si la RCS ne répondait pas aux attentes.

Tous les scénarios prévoient des GTC. La méthode de lutte contre les émissions de NO_x retenue comme hypothèse dans les estimations financières d'Ontario Hydro est l'injection de vapeur ou d'eau. Les modifications de la combustion et la RCS, en cours d'élaboration, pourraient s'avérer plus efficaces.

Épurateurs pour la réduction des émissions de SO_2

Tous les scénarios prévoient l'aménagement d'épurateurs dans certaines centrales au charbon existantes afin de réduire les émissions acides; les scénarios 24 et 26 font appel à des épurateurs dans toutes les centrales au charbon nouvelles répondant à la charge de base.

Les épurateurs ont fait leurs preuves dans le monde entier. Ontario Hydro installera ses premiers épurateurs à Lambton en 1994.

Ces appareils sont appelés à jouer un rôle important dans tous les scénarios.

Figure 15–57 **Consommation de combustible de 1989 à 2014** Prévision médiane
Consommation d'uranium

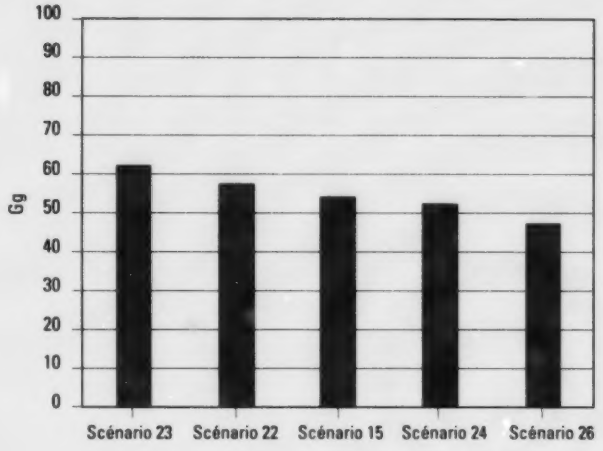


Figure 15–57 **Consommation de combustible de 1989 à 2014** Prévision médiane
Consommation de charbon

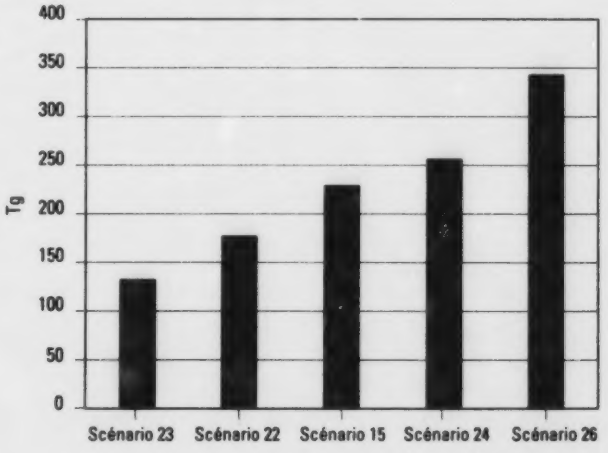


Figure 15–57 **Consommation de combustible de 1989 à 2014** Prévision médiane
Consommation de mazout

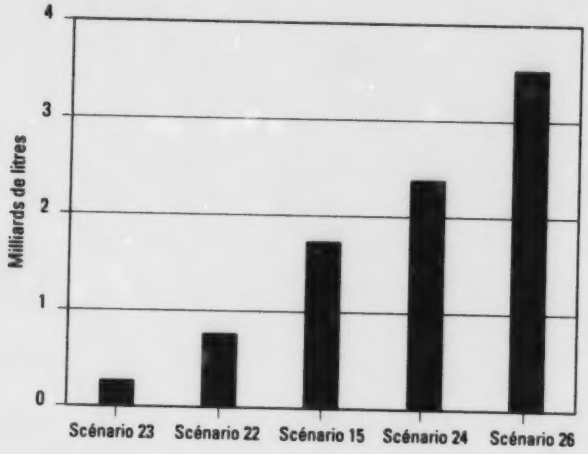
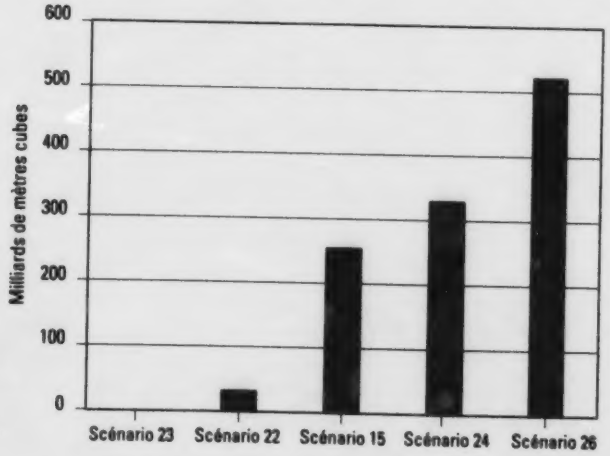


Figure 15–57 **Consommation de combustible de 1989 à 2014** Prévision médiane
Consommation de gaz naturel



Taille des groupes au charbon COPV

Les scénarios 24 et 26 prévoient des groupes alimentés au charbon à 800 MW. Utilisée aux États-Unis, cette taille est cependant nouvelle pour Ontario Hydro. Si, au cours des travaux d'ingénierie préalables, un examen plus attentif révèle que cette taille n'est pas adaptée au réseau d'Ontario Hydro, il serait possible de lui substituer, moyennant un supplément de coût, le groupe de 500 MW, déjà largement utilisé dans le réseau de la Société.

Évacuation des déchets radioactifs

Une méthode d'évacuation des déchets radioactifs a été élaborée au Canada et dans d'autres pays dans le cadre des programmes commerciaux d'énergie nucléaire. Cette méthode prévoit un réservoir souterrain enfoui profondément dans des formations rocheuses stables. Cette méthode permettra d'enfouir le volume des déchets de combustibles nucléaires dans le cadre des cinq scénarios.

L'emplacement du réservoir, qui sera soumis à un examen et à une analyse pour la protection de l'environnement, n'a pas été choisi.

La méthode d'évacuation du combustible irradié, qui fait l'objet de la Figure 15–56, devrait être mise en service après 2020. Dans l'intervalle, Ontario Hydro compte continuer de stocker son combustible radioactif dans des baies remplies d'eau ou dans des conteneurs de béton dans les centrales nucléaires.

Ressource privilégiée

L'uranium se retrouve en quantité abondante en Ontario et en Saskatchewan. Aussi abondant, le charbon provient des États-Unis, comme prévu dans les scénarios. Le gaz naturel et le mazout sont moins abondants, mais existent dans l'Ouest du Canada. Selon la prévision médiane, il existe de fortes variations dans l'utilisation des combustibles. Ces variations sont particulièrement accentuées pour le gaz naturel et le mazout selon la courbe prévisionnelle supérieure.

La Figure 15–57 donne un aperçu de la consommation de combustible selon la prévision médiane.

Diversité de la puissance et de l'énergie totales du réseau d'ici à 2014
Prévision médiane

Diversité de la puissance

	Réseau en place (1993)		Scénario 23		Scénario 22		Scénario 15		Scénario 24		Scénario 26	
Offre en janvier 2014	**GW**	**%**	**GW**	**%**	**GW**	**%**	**GW**	**%**	**GW**	**%**	**GW**	**%**
Ressources hydrauliques	6,5	19,8	9,4	22,1	9,4	22,1	9,4	22,1	9,4	22,0	9,4	22,1
Achats de PPÉ	**0,3**	**0,9**	**1,5**	**3,5**	**1,5**	**3,5**	**1,5**	**3,5**	**1,5**	**3,5**	**1,5**	**3,5**
Achats Manitoba	0,0	0,0	1,0	2,4	1,0	2,3	1,0	2,3	1,0	2,3	1,0	2,4
Énergie nucléaire	**14,2**	**43,0**	**25,3**	**59,7**	**21,8**	**51,2**	**20,1**	**47,2**	**16,5**	**38,8**	**11,2**	**26,5**
Énergie fossile	11,8	36,3	5,2	12,3	8,9	20,9	10,6	24,9	14,2	33,4	19,4	45,6
Total	**32,8**	**100,0**	**42,4**	**100,0**	**42,6**	**100,0**	**42,6**	**100,0**	**42,6**	**100,0**	**42,5**	**100,0**

Diversité de l'énergie

	Réseau en place (1993)		Scénario 23		Scénario 22		Scénario 15		Scénario 24		Scénario 26	
Offre en janvier 2014	**TWh**	**%**	**TWh**	**%**	**TWh**	**%**	**TWh**	**%**	**TWh**	**%**	**TWh**	**%**
Ressources hydrauliques	35,7	23,5	40,8	19,1	40,8	19,1	40,8	19,1	40,8	19,1	40,8	19,1
Achats de PPÉ	**2,8**	**1,9**	**10,3**	**4,8**	**10,3**	**4,8**	**10,3**	**4,8**	**10,3**	**40,8**	**10,3**	**4,8**
Achats Manitoba	0,0	0,0	7,0	3,3	7,0	3,3	7,0	3,3	7,0	3,3	7,0	3,3
Énergie nucléaire	**93,2**	**61,4**	**155,2**	**72,7**	**150,0**	**70,3**	**143,0**	**66,9**	**121,3**	**56,8**	**83,1**	**38,9**
Énergie fossile	20,0	13,2	0,3	0,1	5,5	2,5	12,5	5,9	34,2	16,0	72,4	33,9
Total	**151,8**	**100,0**	**213,6**	**100,0**	**213,6**	**100,0**	**213,6**	**100,0**	**213,6**	**100,0**	**213,6**	**100,0**

Harmonisation des ressources

La filière CANDU a été mise au point au Canada. Un programme d'harmonisation (consulter l'élément 2.3 de la Stratégie de planification de l'offre et de la demande) permet de conserver le savoir-faire et d'amoindrir les coûts, comparativement à un programme qui prévoit des crêtes et des creux prononcés. Le programme fossile n'est pas aussi vulnérable, puisqu'il s'appuie sur des assises technologiques d'envergure mondiale. Le Plan des ressources hydrauliques exposé au chapitre 12 représente également un programme d'harmonisation.

L'harmonisation permet de rentabiliser le développement, en plus d'assurer le déroulement harmonieux du programme dans le Nord ontarien.

Diversité de l'ensemble du réseau

Tous les scénarios s'en remettent à un certain nombre de solutions d'approvisionnement.

La Figure 15–58 fait état de la diversité de la puissance et de l'énergie totales du réseau, notamment le réseau existant de 1993 et la diversité d'offre qui en résulte pour les cinq scénarios d'ici à 2014. Les variations de la diversité entre les scénarios découlent de la part relative de la production des énergies nucléaire et fossile.

Souplesse – Prévisions de la charge

La souplesse est essentielle à la qualité de la planification, en raison des incertitudes qui règnent sur les dépenses d'immobilisations, les prix des combustibles, les taux d'intérêt réels, la prévision de la charge, son évolution, le rendement de la gestion de la demande et de la production privée d'électricité, les frais d'entretien, le rendement du matériel et les approbations délivrées pour les installations d'approvisionnement.

L'incertitude de la prévision de la charge est celle qui produit l'incidence la plus importante sur la planification du réseau électrique. Par conséquent, l'essentiel de l'analyse présentée dans les sections précédentes porte sur la façon dont les scénarios sont adaptés à différentes prévisions de la charge. La souplesse intégrée à ces scénarios pour faire face à l'incertitude de la prévision de la charge permet de s'adapter à de nombreuses autres éventualités, à la condition qu'elle ne s'accompagne pas d'un accroissement de la prévision de la charge.

Souplesse – Ponctualité des engagements
L'achèvement des nouvelles installations d'approvisionnement fait intervenir des travaux d'ingénierie préalables, des approbations externes et des délais de lancement. La ponctualité des approbations et de l'achèvement de la pré-ingénierie réduit les délais et accroît la souplesse.

Pour assurer la fiabilité et la rentabilité de l'offre, même si la demande est supérieure à la prévision médiane, les approbations et les travaux de pré-ingénierie nécessaires sont prévus dans tous les scénarios pour respecter la prévision supérieure. Si la prévision médiane ou inférieure se réalise et que l'engagement est retardé, il s'ensuit généralement un léger supplément de coût.

Souplesse – Émissions acides
La souplesse de production d'une plus grande quantité d'électricité à partir du charbon et du mazout est cruciale, puisqu'à court terme, il s'agit des seuls modes de production qui permettent de répondre à un supplément de la demande par rapport aux prévisions. En général, on utilise au maximum les énergies hydraulique et nucléaire, qui ne permettent donc pas de répondre à une croissance imprévue de la charge.

Tous les scénarios, sauf le scénario 26 selon la prévision supérieure, respectent les limites d'émissions acides et permettent de produire un supplément de neuf TWh par an sans dépasser ces limites.

Souplesse – Perspectives d'exportation
Si les charges sont inférieures à la prévision médiane, les coûts des scénarios renfermant des solutions nucléaires donnant lieu à des dépenses d'immobilisations élevées pour répondre à la charge de base peuvent être atténués. Cette situation s'explique par le fait que l'électricité d'origine nucléaire peut être exportée à destination des sociétés de services publics voisines aux États-Unis qui font appel à des modes de production à partir de combustibles à coût variable supérieur.

Souplesse – Réseau de transport intégré
Le réseau de transport à haute tension de l'Ontario apporte une souplesse d'exploitation et de planification. Par exemple, si les coûts de combustible varient considérablement ou que la demande évolue sensiblement par rapport aux prévisions, il est possible de déplacer l'ordre privilégié pour l'exploitation des centrales.

Tous les scénarios sont conçus pour respecter les limites du réseau intégré.

Souplesse – Étalement des engagements
L'engagement financier consacré à la réalisation de grandes centrales multigroupes en un seul bloc peut accroître les risques financiers selon la prévision inférieure. On peut compter sur plus de souplesse en n'engageant que deux groupes à la fois pour une centrale multigroupes.

Cette source de souplesse n'a pas été modélisée dans l'analyse des scénarios. Cette analyse a également exclu la possibilité de retarder ou d'annuler une centrale après le début des travaux. Par conséquent, l'analyse de ces scénarios fait état de coûts et d'incidences financières qui peuvent être plus élevées que si les engagements étaient étalés.

Certaines solutions, par exemple l'installation par phases de centrales CCGI, permettent d'étaler les engagements. Pour profiter de cette souplesse, les turbines à combustion doivent être aménagées sur des sites adaptés à une centrale CCGI au charbon et il faut demander des approbations qui permettent l'utilisation du charbon ou du gaz, en se servant du mazout comme combustible d'appoint.

Souplesse – Solutions à court délai de mise en production
Les solutions à court délai de mise en production sont nécessaires pour satisfaire les besoins immédiats qui découlent de charges supérieures aux prévisions et de problèmes relatifs aux centrales. Les GTC produisent de l'électricité dans un court délai, en particulier s'ils sont installés dans des centrales fossiles existantes. Les GTC convertibles au CC à bref délai permettent de réduire les coûts de l'énergie.

Tous les scénarios prévoient l'installation de turbines à combustion dans les centrales existantes. Parce que les limites de place empêchent la conversion au CC ou au CCGI, ces GTC sont consacrés à la satisfaction des besoins dans les cas où aucune autre solution n'est réalisable.

Souplesse – Règlements plus rigoureux en matière d'émissions atmosphériques
Les scénarios 26 et 24 offrent moins de souplesse pour respecter les règlements plus rigoureux en matière d'émissions acides, puisqu'ils produisent des quantités de rejets proches de la limite actuelle. Ces scénarios dépassent même l'objectif donné à titre d'exemple pour le CO_2.

Les scénarios 15, 22 et 23 apportent une certaine souplesse dans le respect de ces règlements, en particulier les scénarios 22 et 23.

Souplesse – Retards d'approbation
Les retards d'approbation ont une incidence considérable sur les scénarios qui dépendent étroitement d'un seul mode de production, soit les scénarios 23 et 26.

Les scénarios 15, 22 et 24 sont moins vulnérables aux retards d'approbation, parce qu'ils renferment un éventail de solutions majeures d'approvisionnement. Le scénario 24 est moins vulnérable à l'incidence des retards d'approbation parce qu'il prévoit la production d'origine nucléaire et fossile aux stades préparatoires; si un stade est retardé, l'autre permet de répondre à la demande.

Souplesse – Hausses des prix des combustibles
Les scénarios 24 et 26 s'en remettent au charbon et au gaz dans une plus large mesure que les scénarios 15, 22 et 23. Ils sont par conséquent plus vulnérables aux hausses des prix des combustibles d'origine fossile.

Tous les scénarios restent assez souples pour permettre de convertir les premières phases du CCGI au cycle combiné, pour accroître l'efficacité, ou au charbon, dans le

cas où les prix du gaz augmentent considérablement.

L'augmentation des prix de l'uranium a peu d'influence sur le coût de l'électricité d'origine nucléaire; par exemple, le doublement du coût de l'uranium accroît le coût de cette électricité de 3 % à 4 % environ. La hausse du prix du charbon a une forte influence sur le coût de la production de charbon pour répondre à la charge de base; par exemple, le doublement des coûts du charbon accroît d'environ 22 % le coût de l'électricité produite à partir de ce combustible. Traditionnellement, les prix du charbon sont relativement stables; cette tendance devrait se poursuivre.

Les prix du mazout et du gaz naturel sont supérieurs aux prix du charbon et sont soumis à une plus grande incertitude à long terme.

Souplesse – Hausses des taux d'intérêt

Par rapport aux scénarios 24 et 26, les scénarios 15, 22 et 23 font davantage appel aux centrales nucléaires, dont les dépenses d'immobilisations sont élevées. Par conséquent, il sont plus vulnérables aux hausses des taux d'intérêt. Les scénarios 24 et 26 le sont moins, puisqu'ils font davantage appel aux centrales fossiles, dont les dépenses d'immobilisations sont moins élevées.

CHOIX DES PLANS POSSIBLES POUR LES SOURCES MAJEURES D'APPROVISIONNEMENT

Les cinq scénarios présentés dans le présent chapitre offrent un rendement satisfaisant en ce qui a trait à la fiabilité, à la sécurité et à la validité technique. Le reste de cet exposé présente les principaux avantages et inconvénients de chaque scénario, ainsi que l'avis d'Ontario Hydro sur leur acceptabilité.

Scénario 26

Avantages

- Ce scénario produit l'incidence la plus faible sur les prix de l'électricité de 2000 à 2009, en plus de donner lieu aux emprunts nets les moins élevés au cours de la période du Plan (Figures 15–52 et 15–53).
- Il comporte un éventail plus harmonieux d'énergie fossile et nucléaire, quand on envisage l'ensemble du réseau (Figure 15–58). L'énergie fossile apportera 34 % de l'électricité et le nucléaire, 39 %.
- Le public s'inquiète de la sécurité des centrales nucléaires et de l'évacuation des déchets radioactifs. Le scénario 26 ne prévoit pas de centrales nucléaires nouvelles.

Inconvénients

- Ce scénario coûte plus cher que les scénarios 15, 22 et 24 pour la durée du Plan de 25 ans. Il devrait représenter un coût de 857 millions de dollars (à la valeur actuelle de 1989) de plus que le scénario 15. Il existe une probabilité de 97 % que le scénario 26 soit plus onéreux que le scénario 15. Les coûts jusqu'en 2044 sont supérieurs de 3 044 millions de dollars à ceux du scénario 15 (Figure 15–55).
- Ce scénario respecte les limites actuelles en matière d'émissions acides, soit 215 Gg; il n'offre cependant pas d'intervalle de neuf TWh selon la prévision supérieure (Figure 15–30).
- Selon les courbes prévisionnelles supérieure, médiane et inférieure, le scénario 26 dépasse les objectifs donnés à titre d'exemple, pour le CO_2, de 24 Tg par an (Figure 15–36). Les émissions annuelles moyennes de CO_2 s'établissent comme suit, de 2010 à 2014 :
  Prévision inférieure – 35 Tg par an
  Prévision médiane – 60 Tg par an
  Prévision supérieure – 75 Tg par an
- Ce scénario n'est pas assez souple pour respecter les règlements plus rigoureux en matière d'émissions acides ou de CO_2.
- Il comporte la part de biens et de services ontariens la plus faible et la part de travail canadien la moins élevée.
- Il prévoit une piètre balance commerciale par rapport aux autres scénarios.
- Il est vulnérable aux retards d'approbation.

Conclusion

Le scénario 26 est jugé inadmissible, en raison de ses coûts élevés, des incidences environnementales causées par une dépendance étroite à l'endroit de la production d'énergie fossile, et de sa vulnérabilité aux retards d'approbation.

Scénario 23

Avantages

- Ce scénario prévoit des émissions acides et de CO_2 inférieures. Il permet de respecter les règlements actuels en matière d'émissions acides et l'objectif donné à titre d'exemple pour le CO_2 (Figure 15–36).
- Il est très souple et permet de s'adapter à des exigences plus rigoureuses en matière d'émissions atmosphériques (Figure 15–30).
- Il comporte la part la plus élevée de biens et de services ontariens et canadiens.
- Il crée la balance commerciale la plus favorable.
- Il permet de répondre aux préoccupations du public au sujet des émissions acides et des nouvelles inquiétudes au sujet de l'apport du CO_2 à l'effet de serre.

Inconvénients

- Ce scénario prévoit le coût le plus élevé pour la durée de 25 ans du Plan. Le coût prévu du scénario 23 s'établit à 2 097 millions de dollars (à la valeur actuelle de 1989) de plus que le scénario 15 (Figure 15–51). Au-delà de la période d'étude, les coûts sont supérieurs de 5 074 millions de dollars à ceux du scénario 15 (Figure 15–55).
- La sécurité des centrales nucléaires et l'évacuation des déchets radioactifs soulèvent de vives préoccupations dans le public.
- Ce scénario est vulnérable aux retards d'approbation.
- Il produit l'incidence la plus forte sur les emprunts nets pour la période de 1993–2001, de même que sur les prix de l'électricité de 1997 à 2009 (Figures 15–52 et 15–53).
- Il dépend trop étroitement d'une seule solution, soit le nucléaire. La capacité de production nucléaire passe de 43 % en 1993 à 60 % en 2014; l'énergie nucléaire s'accroît

de 61 % en 1993 à 72 % en 2014. L'énergie fossile passe à moins de 1 % (Figure 15–58).

Même si les centrales nucléaires de l'Ontario fonctionnent de façon fiable, il est avantageux de conserver une diversité raisonnable dans les modes de production.

Conclusion

Le scénario 23 est inadmissible, en raison de ses dépenses d'immobilisations élevées, de sa trop forte dépendance à l'endroit d'une seule solution et de sa vulnérabilité aux retards d'approbation.

Scénarios 15, 22 et 24 – Admissibles

Dans l'ensemble, les scénarios 15, 22 et 24 répondent mieux aux critères de planification, grâce à leurs points forts particuliers dans les secteurs suivants :

- coûts, emprunts et prix de l'électricité à long terme;
- émissions acides;
- souplesse d'adaptation aux règlements en matière de gaz acides;
- rejets de CO_2;
- radioactivité;
- part de travail canadien et ontarien;
- balance commerciale; et
- diversité.

Par conséquent, les scénarios 15, 22 et 24 sont admissibles à titre de plans possibles des sources majeures d'approvisionnement.

CHOIX DU PLAN PROPOSÉ POUR LES SOURCES MAJEURES D'APPROVISIONNEMENT

Aucun des trois plans possibles pour les sources majeures d'approvisionnement n'est le meilleur à tous les égards. L'exposé qui suit établit une comparaison entre ces trois plans et précise le Plan des sources majeures d'approvisionnement proposé par Ontario Hydro.

Coûts du Plan sur 25 ans : Le plan 15 est celui qui prévoit les coûts les moins élevés sur 25 ans. À la valeur actuelle, le coût du Plan possible 22 est supérieur de 365 millions de dollars. Celui du plan 24 est supérieur de 187 millions de dollars (Figure 15–51).

Coûts au-delà de 2014 : Le plan 15 est celui qui prévoit le coût le plus faible à long terme. Les coûts à la valeur actuelle du plan 22 sont supérieurs de 938 millions de dollars et ceux du plan 24 le sont de 712 millions de dollars (Figure 15–55).

Prix de l'électricité et emprunts : Le plan 24 prévoit les prix de l'électricité les moins élevés de 2000 à 2009 et les emprunts nets les moins élevés de 2003 à 2007. À plus long terme, les prix de l'électricité du plan 15 seront inférieurs (Figures 15–52 et 15–53).

Émissions acides : Le plan 22 prévoit les émissions acides les plus faibles. Le plan 15 talonne le plan 22 et le plan 24 le dépasse. Selon la prévision médiane, de 2010 à 2014, les émissions annuelles moyennes du plan 22 s'établissent à 90 Gg; celles du plan 15 ressortent à 135 Gg; et celles du plan 24, à 150 Gg (Figure 15–30). La souplesse permettant de respecter des règlements plus rigoureux est la plus élevée pour le plan 22 et la plus faible pour le plan 24.

Émissions de CO_2 : L'objectif fourni à titre d'exemple et envisagé par les ministres canadiens, soit 80 % des niveaux de 1988, représente 24 Tg par an pour Ontario Hydro d'ici à 2005. Le plan 22 prévoit les émissions de CO_2 les plus faibles. Il respecte l'objectif donné à titre d'exemple selon les prévisions inférieure et médiane, et vient près d'atteindre l'objectif selon la prévision supérieure. Le plan 15 réalise l'objectif selon les prévisions inférieure et médiane, ainsi que la courbe supérieure, sauf de 2005 à 2009. Le plan 24 ne respecte pas l'objectif donné à titre d'exemple selon les courbes prévisionnelles médiane et supérieure.

Balance commerciale : À plus long terme (2040), le plan 22 prévoit la balance commerciale la plus favorable, soit un milliard de dollars (à la valeur actuelle de 1989) de plus que le plan 15. Le plan 24 comporte la balance commerciale la moins favorable, soit environ 300 millions de dollars (à la valeur actuelle de 1989) de moins que le plan 15.

Préoccupations au sujet de la radioactivité : Les préoccupations permanentes du public en ce qui concerne la sécurité des réacteurs et l'évacuation des déchets radioactifs est un aspect du rejet social. Le plan 22 comporte le plus grand nombre de centrales nucléaires nouvelles; le plan 24 est celui qui en prévoit le moins.

Diversité : Il n'y a pas de changements importants de diversité entre le réseau en place et le réseau projeté dans le cadre de l'un quelconque des trois plans.

Harmonisation des ressources : Selon les prévisions médianes et supérieures, les plans 15, 22 et 24 permettent de façon satisfaisante de concevoir, fabriquer, construire et exploiter des centrales nucléaires et fossiles. Selon la prévision inférieure, le programme nucléaire subit une interruption importante, qui nuirait au maintien de la solution des centrales CANDU.

Retards d'approbation : Le plan 24 est moins vulnérable aux retards d'approbation que les autres plans.

Conclusion

En tenant compte de toutes ces comparaisons, le Plan possible 15 est retenu comme plan proposé. Il est jugé le meilleur plan, puisqu'il offre des caractéristiques environnementales satisfaisantes, une bonne diversité, une certaine souplesse et le coût le moins élevé.

Le plan 22 (à prépondérance nucléaire) et le plan 24 (à prépondérance fossile) constituent des plans de rechange admissibles. ▲

Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

16 CALCUL DES COÛTS ÉPARGNÉS

Le présent chapitre définit le mode de calcul des coûts épargnés et donne des exemples de ces coûts en ce qui a trait aux trois plans possibles des principaux plans d'approvisionnement exposés au chapitre 15.

Le chapitre 6 expose les principes de calcul des coûts utilisés par Ontario Hydro, ainsi que la méthode des coûts épargnés. Ces coûts représentent les frais d'accroissement de l'offre évités dans les cas où une solution pour l'offre ou la demande remplace un élément équivalent d'un plan de l'offre et de la demande. Le principe de calcul des coûts épargnés décrit au chapitre 6 est mis en application dans le présent chapitre.

Pour chaque solution pour l'offre ou la demande, il est possible d'estimer les coûts épargnés pour s'assurer que la solution est économique. L'estimation des coûts épargnés varie d'une proposition à une autre. Par exemple, une proposition de PPÉ visant 80 % de la charge de base donnera lieu à un coût épargné (exprimé en cents par kilowattheure) nettement inférieur à celui d'une proposition de PPÉ pour 10 % de la charge de pointe.

Le Plan de gestion de la demande, le Plan de PPÉ et le Plan des ressources hydrauliques sont tributaires des coûts épargnés. Une solution est jugée économique si le coût de la solution proposée est égal ou inférieur au coût épargné. De plus, les plans des sources majeures d'approvisionnement sont fonction de l'apport des plans de gestion de la demande, de PPÉ et de ressources hydrauliques. Tous ces plans sont regroupés pour l'élaboration des plans de l'offre et de la demande.

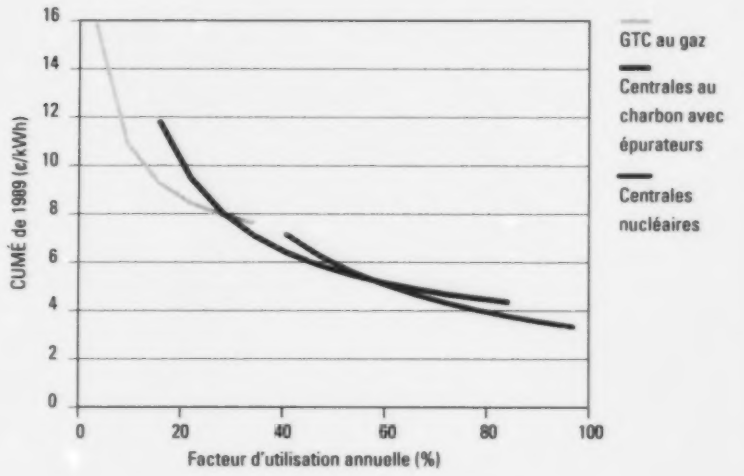
Ontario Hydro fait également appel à des estimations de coûts épargnés pour savoir si des modifications que l'on projette d'apporter au réseau en place sont économiques. Les sujets examinés dans le présent chapitre comprennent :

- une méthode simplifiée fondée sur les estimations des CUMÉ (coûts unitaires moyens de l'énergie) et servant à calculer approximativement les coûts épargnés;
- une technique de simulation intégrale destinée à définir plus précisément les coûts épargnés;
- une méthode d'analyse des coûts supplémentaires du réseau permettant de calculer les coûts épargnés pour nombre de solutions à portée restreinte et moyenne. Les coûts supplémentaires du réseau tiennent compte de crédits et de rajustements pour des facteurs tels que la fiabilité, le transport de l'électricité et la réduction des émissions acides;
- la vulnérabilité des coûts supplémentaires du réseau aux variations des facteurs comme la croissance de la charge, les plans possibles et les estimations relatives à la production d'électricité d'origine fossile et nucléaire;
- le calcul des coûts épargnés propres à chaque solution;
- des exemples de coûts épargnés pour le Plan de gestion de la demande, le Plan de PPÉ et le Plan des ressources hydrauliques, pour indiquer la façon dont les coûts épargnés varient en fonction de la période de l'année, du facteur d'utilisation, de la conductibilité du réseau ainsi que des plans possibles;
- la réaction des coûts épargnés au Plan de gestion de la demande, au Plan de PPÉ et au Plan des ressources hydrauliques.

Méthode simplifiée des coûts épargnés

La solution d'approvisionnement la moins chère pour faire face à des charges à faible facteur d'utilisation correspond aux groupes à turbines à combustion. Les coûts épargnés de cette solution englobent les dépenses d'immobilisations, les frais EEA et les coûts d'alimentation en combustible. Pour les charges à facteur d'utilisation moyen, soit entre 20 % et 50 %, la solution d'approvisionnement la moins coûteuse, avec un éventail de moyens de production bien équilibré, consiste en des centrales au charbon. Le coût épargné comprend également, dans ce cas, les dépenses d'immobilisations, les frais EEA et les coûts d'alimentation en combustible. Pour les charges à facteur d'utilisation élevé, la solution d'approvisionnement la plus avantageuse favorise l'implantation de centrales nucléaires. Ces conclusions reposent sur les estimations des CUMÉ présentées au chapitre 14.

Figure 16–1 **Le CUMÉ et le FUA** Année de mise en service : 2002



La Figure 16–1 représente les estimations des CUMÉ en cents par kilowattheure pour les groupes à turbines à combustion, les centrales COPV au charbon et les nouvelles centrales nucléaires. Elle fait ressortir la dépendance des estimations des CUMÉ vis-à-vis du facteur d'utilisation. Elle montre que, dans le cas d'un facteur d'utilisation faible, la solution la moins coûteuse correspond aux groupes à turbines à combustion et que, dans le cas d'un facteur d'utilisation élevé, la solution la plus économique est le nucléaire.

Cette méthode simplifiée de calcul des coûts épargnés n'est valable que pour des centrales en conduite intégrale et pour un réseau qui réunit un éventail optimal de charges de base, intermédiaire et de pointe. Dans un réseau réel et pour nombre de solutions, certains facteurs viennent compliquer la situation. Examinons les trois exemples ci-après.

Il est possible, pour un facteur d'utilisation faible, de procéder à des achats auprès du secteur privé au lieu de recourir aux GTC prévus pour faire face aux charges de pointe. Si la PPÉ est conductible par le réseau, elle peut servir à satisfaire la demande de pointe. Par contre, si elle n'est pas conductible et qu'elle est irrégulière toute l'année, elle n'aura pas de valeur d'utilisation maximale et ne pourra que se substituer à l'éventail moyen des combustibles.

Le deuxième exemple porte sur la gestion de la demande. L'amélioration de l'efficacité des installations de climatisation ne réduit la charge que pendant la période estivale. Parce que les exigences de capacité de production sont dictées par les charges de pointe en hiver, ce genre d'amélioration ne permet pas de réaliser des économies de capacité; il peut par contre se répercuter sur les économies d'exploitation et de combustibles.

Le troisième exemple porte sur les contraintes temporelles. Supposons que la croissance de la charge est nettement supérieure à la courbe prévisionnelle médiane. À court terme, il n'y aura peut-être pas assez de temps pour mettre en oeuvre la solution d'approvisionnement la moins coûteuse (le nucléaire pour la charge de base, par exemple), ce qui augmentera le coût épargné. Des achats auprès du secteur privé pour un facteur d'utilisation élevé peuvent alors permettre d'écarter des solutions plus coûteuses jusqu'à ce que l'on puisse aménager des centrales nucléaires.

Étant donné ces facteurs de complication et d'autres considérations, la méthode du CUMÉ simplifiée ne peut s'appliquer dans tous les cas. Il faut donc recourir à une méthode plus rigoureuse, afin d'assurer l'objectivité et l'uniformité de l'évaluation des solutions. Cependant, la méthode du CUMÉ simplifiée demeure utile pour contrôler les résultats de la technique de la simulation intégrale et de la méthode des coûts supplémentaires du réseau.

Technique de la simulation intégrale

La technique de la simulation intégrale permet de calculer de façon plus rigoureuse les coûts épargnés. Elle donne lieu au calcul du coût total rattaché d'un plan possible de l'offre et de la demande et de ses répercussions sur le réseau en place. Elle fait intervenir des simulations à l'échelle du réseau et s'intéresse aux coûts du cycle de la durée utile du réseau, et ce, pour tous les éléments du plan, répartis de façon appropriée sur la durée de l'étude,

conformément aux précisions fournies au chapitre 6.

On établit ensuite, pour un certain nombre d'hypothèses, le coût total du plan. Prenons comme exemple la rentabilité d'une solution de PPÉ proposée qui offrirait une puissance installée de 500 MW et un facteur d'utilisation annuelle de 80 %. Le plan possible serait modifié pour tenir compte de cette solution. Le coût du plan ainsi modifié, à l'exclusion du coût de la solution de PPÉ proposée, est inférieur parce qu'Ontario Hydro peut réduire ses activités dans ses centrales existantes et ainsi freiner l'accroissement des nouveaux moyens de production.

La différence de coût entre le plan possible d'origine (sans la solution de PPÉ proposée) et le plan modifié (avec la solution de PPÉ proposée, mais sans tenir compte de son coût) représente le coût épargné de la solution. Il faut ensuite comparer ce coût avec celui des achats auprès du secteur privé. Si le coût épargné est supérieur, la solution de PPÉ est économique.

Coûts supplémentaires du réseau

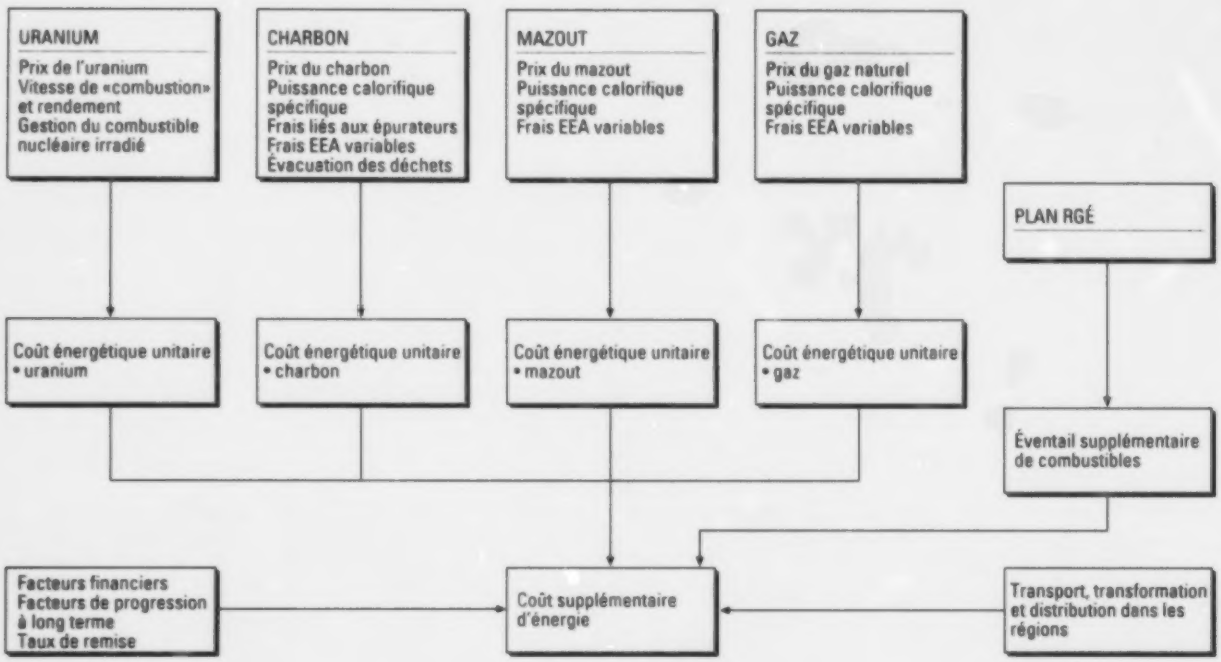
La technique de la simulation intégrale du réseau serait trop onéreuse et longue à appliquer, en raison du grand nombre de solutions (gestion de la demande, PPÉ, ressources hydrauliques, etc.) qu'il faut évaluer. La méthode des coûts supplémentaires du réseau permet cependant, sous réserve d'efforts raisonnables, d'obtenir des résultats d'une précision acceptable.

Cette méthode trouve ses applications dans l'évaluation de solutions à portée restreinte et intermédiaire. Cette méthode améliore la précision et la stabilité du calcul des coûts épargnés, puisque tous les petits changements, dont les incidences individuelles sont plutôt difficiles à chiffrer dans le cadre d'un grand système, sont pris en compte. On suppose ainsi que des modifications légères mais nombreuses permettent, dans l'ensemble, d'éviter d'aménager une centrale importante.

Les coûts supplémentaires du réseau sont normalement classés en deux catégories. La

La méthode des coûts épargnés permet de savoir si les améliorations de l'efficacité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel sont économiques.

Figure16–2 **Coûts supplémentaires d'énergie**



première, soit les coûts supplémentaires d'énergie, comprend tous les frais supplémentaires, y compris les frais d'exploitation et d'alimentation en combustibles, entraînés par un accroissement de la demande d'énergie. La seconde, soit les coûts supplémentaires de puissance, s'entend des coûts nets de la puissance nouvelle ou de remise en service d'équipements mis en réserve, pour satisfaire à la demande aux heures de pointe; il s'agit donc des coûts nécessaires pour faire face à un accroissement de la charge uniquement au moment où la puissance appelée est maximale.

Quelques simulations sur ordinateur de l'ensemble du réseau (avec et sans les modifications du Plan de l'offre et de la demande) permettent de recueillir suffisamment de renseignements pour calculer les coûts supplémentaires de puissance et d'énergie. Ces coûts sont établis pour chaque année de la période du Plan, soit 25 ans. Les coûts supplémentaires d'énergie sont en outre définis pour quatre périodes de l'année, soit la période de pointe de la consommation hivernale, la période creuse de la consommation hivernale, la période de pointe de la consommation estivale et la période creuse de la consommation estivale. On peut facilement, par la suite, calculer le coût épargné d'une solution en regroupant les éléments individuels des coûts supplémentaires du réseau pour la puissance et l'énergie relativement à cette solution.

Coûts supplémentaires d'énergie

Éléments et facteurs des coûts supplémentaires d'énergie

La Figure 16–2 représente les éléments et les facteurs qui permettent d'estimer les coûts supplémentaires d'énergie. Ces éléments et facteurs sont exposés ci-après. Tous les coûts sont exprimés en dollars de 1989.

Coût supplémentaire d'énergie – Combustible

L'énergie supplémentaire provient de quatre sources primaires : l'uranium, le mazout, le gaz naturel et le charbon. L'eau, même si elle est utilisée pour la production, ne constitue pas une forme d'énergie supplémentaire. Elle est utilisée intégralement.

- Les coûts supplémentaires propres à l'uranium et à son prétraitement devraient atteindre, selon les prévisions, 100 $/kg (U) en 1989, 121 $/kg en l'an 2000 et 141 $/kg en 2014. Si l'on y ajoute les frais de stockage et d'évacuation du combustible irradié, le coût total unitaire du combustible se chiffre à 0,34 ¢/kWh en l'an 2000.
- Le mazout utilisé se présente essentiellement sous forme de résidu consommé à la centrale de Lennox. On prévoit que le prix du résidu de mazout passera de 4,05 $/GJ en 1989 à 6,26 $/GJ en 2014 et que le coût unitaire du combustible de la centrale de Lennox se chiffrera à 6,10 ¢/kWh en l'an 2000.
- Le prix du gaz naturel s'inscrit actuellement à 2,97 $/GJ; selon les prévisions, il devrait s'établir à 4,5 $/GJ d'ici à l'an 2000 et à 5,38 $/GJ d'ici à 2014. Il s'ensuit, pour les GTC au gaz, un coût unitaire de l'énergie de 5,5 ¢/kWh en l'an 2000.
- En 1989, le coût supplémentaire du charbon pour les centrales COPV à épurateurs s'élève à 1,73 $/GJ, en fonction du charbon des États-Unis à 2 % de soufre. Il devrait se maintenir à peu près à ce niveau, ce qui donnera lieu à des coûts de combustible d'environ 1,76 ¢/kWh en l'an 2000.

Coût supplémentaire d'énergie – EEA

Outre le coût du combustible, il faut prévoir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) imputables à l'exploitation des centrales.

Les frais EEA des centrales au charbon existantes comprennent des éléments fixes et variables.

Les frais EEA variables des centrales au charbon existantes représentent 0,11 ¢/kWh, ce qui donne lieu à un coût unitaire d'énergie de 1,87 ¢/kWh en l'an 2000, en tenant compte du coût du combustible.

Les frais EEA fixes des centrales actuelles alimentées avec un combustible fossile et tous les frais EEA des autres centrales, y compris les nouvelles centrales à combustible fossile, entrent dans le calcul des coûts supplémentaires de puissance.

Coût supplémentaire d'énergie – Gaz acides

Ontario Hydro doit limiter ses émissions acides à 215 Gg par an. Le Plan prévoit, dans le cas où l'on déciderait d'accroître la production d'électricité d'origine fossile, que cette valeur ne sera jamais dépassée. Le coût supplémentaire du réseau pour la puissance et l'énergie englobe les frais nécessaires pour réduire les émissions acides afin d'éliminer entièrement les émissions additionnelles attribuables au supplément d'électricité produite. Les émissions acides seront limitées grâce à l'utilisation d'épurateurs, à des combustibles à faible teneur en soufre, à des modifications et à la production d'électricité d'origine non fossile.

Les dépenses d'investissement et les frais d'exploitation et de combustibles viendront ajouter quelque 0,56 ¢/kWh au coût total de l'électricité produite à partir du charbon au cours de la deuxième moitié de la décennie 1990-2000. Pour les nouvelles centrales COPV au charbon, ces coûts sont compris dans les coûts supplémentaires de puissance.

Coût supplémentaire d'énergie – Exportations

En général, Ontario Hydro ne tient pas compte, dans sa planification à long terme, des ventes à l'exportation. Cependant, les surplus d'hydroélectricité et d'électricité d'origine nucléaire pourront normalement être vendus, à court terme et de façon interruptible, à des services publics américains pour remplacer leur production d'électricité d'origine fossile. Si toutefois ces surplus servent à satisfaire un accroissement de la charge en Ontario, les ventes de surplus aux États-Unis seront réduites et leur valeur constituera un manque à gagner, ce qui aura pour effet d'accroître le coût épargné.

La «valeur» de l'électricité d'origine nucléaire passe de 0,3 ¢ à 0,8 ¢ / kWh environ, si l'on suppose que l'énergie excédentaire ne peut être exportée en totalité.

Coûts supplémentaires d'énergie – Transport et distribution

Les coûts supplémentaires du réseau interviennent au niveau de la production. Certaines solutions, dont celle de la gestion de la demande, permettent de réduire les pertes relatives au transport et à la distribution.

Ces pertes varient entre 5 % et 10 % selon la situation géographique. Elles se traduisent par une hausse des coûts énergétiques épargnés.

Coûts supplémentaires d'énergie – Calcul

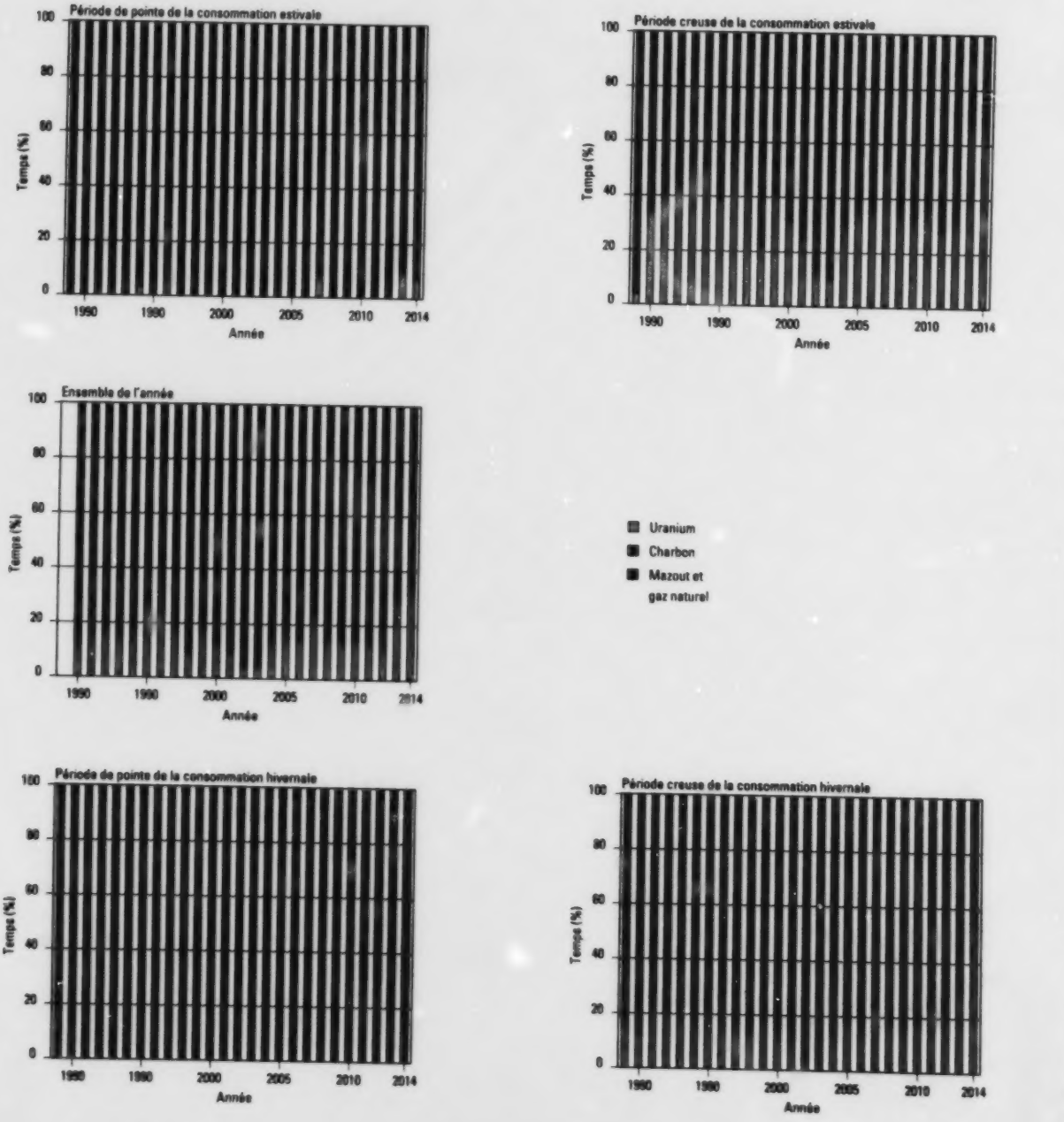
On établit les coûts supplémentaires d'énergie en comparant, dans l'analyse des plans, l'ensemble des coûts d'exploitation du réseau d'un même plan de base, quand la demande s'accroit d'environ 1 % (200 MW). Le programme d'approvisionnement demeure intact. Le supplément de la demande demeure constant pour l'ensemble de l'année. Les coûts totaux sont, dans tous les cas, calculés par des simulations sur ordinateur. On calcule les répercussions pour des années et des époques différentes de l'année. La différence de coût, exprimée en cents par kilowattheure, constitue le coût supplémentaire d'énergie du réseau pour le plan et pour l'année et l'époque correspondantes.

Comme il est expliqué au chapitre 6, le coût de production de l'électricité varie suivant l'heure du jour et l'époque de l'année. Pendant les périodes de pointe de consommation hivernale et estivale, les coûts augmentent parce qu'Ontario Hydro doit faire appel à un mode de production plus onéreux pour répondre à la demande. Les coûts supplémentaires d'énergie d'Ontario Hydro sont donc tributaires du moment d'application de la solution proposée dans le cadre des activités propres de la Société. Ainsi, un projet de production privée d'électricité ou un programme de gestion de la demande aura, par rapport au réseau, une valeur supérieure s'il permet à Ontario Hydro de réduire ses activités en période de pointe, plutôt que de simplement satisfaire les besoins en électricité en période creuse.

Les coûts supplémentaires d'énergie sont calculés pour chacune des années de la période du Plan. Chaque année est subdivisée en quatre périodes, soit : la période de pointe de la consommation hivernale, qui s'étend d'octobre à mars et de 7 h à 23 h les jours ouvrables; la période creuse de la consommation hivernale; la période de pointe de la consommation estivale, qui couvre les autres mois et s'étend de 7 h à 23 h les jours ouvrables; et la période creuse de la consommation estivale. Ces périodes correspondent toutes à des coûts et à des niveaux d'exploitation différents. Elles sont également utilisées pour la tarification différentielle.

La Figure 16–3 représente la variation de l'éventail supplémentaire des combustibles du réseau pour chaque période et en moyenne pour l'année entière. Les tableaux supposent qu'il n'y aura pas de vente à l'exportation. Les barres du graphique annuel sont divisées en trois compartiments. Le compartiment inférieur indique la tranche de la durée au cours de laquelle le nucléaire est inutilisé et que la charge supplémentaire sera satisfaite par une utilisation accrue des centrales nucléaires; en d'autres termes, le nucléaire en réserve est alors mis en service. Le

Figure 16–3 **Part de l'énergie supplémentaire par type de combustible**



Calcul du coût supplémentaire moyen pour l'ensemble de l'année 2000 selon la courbe prévisionnelle médiane

Production supplémentaire d'énergie	Coût (¢/kWh)				% de la durée de remise en service par rapport à l'éventail des combustibles	Apport au coût supplémentaire moyen (¢/kWh)
	Coût unitaire	Ventes à l'exportation	Épurateurs	Total		
Charbon	**1,9**	**S/O**	**0,6**	**2,5**	**89**	**2,2**
Mazout	6,1	S/O	0,0	6,1	0	0,0
Gaz naturel (GTC)	**5,5**	**S/O**	**0,0**	**5,5**	**0**	**0,0**
Uranium	0,3	0,5	0,0	0,8	11	0,1
Coût supplémentaire moyen (¢/kWh)						**2,3**

compartiment médian représente la tranche de la durée, au cours de laquelle la production fossile en réserve est mise en service. Le compartiment supérieur représente la tranche de la durée au cours de laquelle la production au mazout et au gaz en réserve est mise en service. En l'an 2000, la production nucléaire en réserve est en service 11 % du temps tandis que, presque tout le reste du temps, la production fossile en réserve est à son tour en service. Pendant la période du Plan, la production nucléaire en réserve est en service à raison de 15 % du temps en moyenne. La production à partir du mazout et du gaz augmente considérablement après 2008.

Les coûts supplémentaires d'énergie du réseau sont calculés en prenant l'éventail supplémentaire des combustibles et de leurs coûts, comme l'indique la Figure 16–4. Pour l'année 2000 prise à titre d'exemple, cette figure fait état des éléments des quatre types de combustibles supplémentaires, du coût total de l'énergie et de la tranche de la durée au cours de laquelle chaque type est en supplément pendant l'année.

L'apport du charbon au coût supplémentaire moyen est établi en prenant le coût unitaire de 1,9 ¢/kWh de ce combustible et les frais d'épuration de 0,6 ¢/kWh pour tenir compte des frais de réduction des émissions acides. Le coût total de 2,5 ¢/kWh est ensuite multiplié par 0,89, pour tenir compte de la probabilité de 89 % que la production fossile soit remise en service. Le mazout et le gaz naturel ne représentent en l'an 2000 qu'une part négligeable dans l'éventail supplémentaire des combustibles; l'uranium est remis en service à raison de 11 % du temps et dégage un apport de 0,1 ¢/kWh pour un coût total de 0,8 ¢/kWh.

Coût supplémentaire de puissance

Éléments et facteurs du coût supplémentaire de puissance

Les coûts supplémentaires de puissance représentent les coûts nets de la mise en service d'une nouvelle capacité de production ou de la remise en service de la capacité mise en réserve, qu'il faut engager pour faire face à l'accroissement de la demande. Ils correspondent aux coûts exigés pour supporter un accroissement de la charge uniquement au moment de la pointe annuelle de la consommation.

Les coûts supplémentaires de puissance sont rarement utilisés seuls. Ils sont le plus souvent regroupés avec les coûts supplémentaires d'énergie pour évaluer les solutions qui permettent de réaliser des économies de puissance et d'énergie. La Figure 16–5 illustre les éléments et facteurs qui entrent en ligne de compte dans l'estimation des coûts supplémentaires de puissance.

Coût supplémentaire de puissance – Capacité brute

Les frais de capacité des nouvelles centrales au charbon ou au gaz comprennent :

- la conception, la construction et la formation;
- les épurateurs et (ou) les installations antipollution;
- les frais EEA liés à la capacité;
- les frais d'intégration des lignes de transport.

Le coût de la capacité brute des groupes à turbines à combustion se chiffre, par an, à 49 $/kW en fonction du premier stade d'un CCGI.

Le coût de la capacité brute d'une centrale supplémentaire COPV au charbon se chiffre, par an, à 166 $/kW si l'on tient compte des installations de lutte contre les émissions acides.

Les frais de capacité brute pour la production nucléaire comprennent :

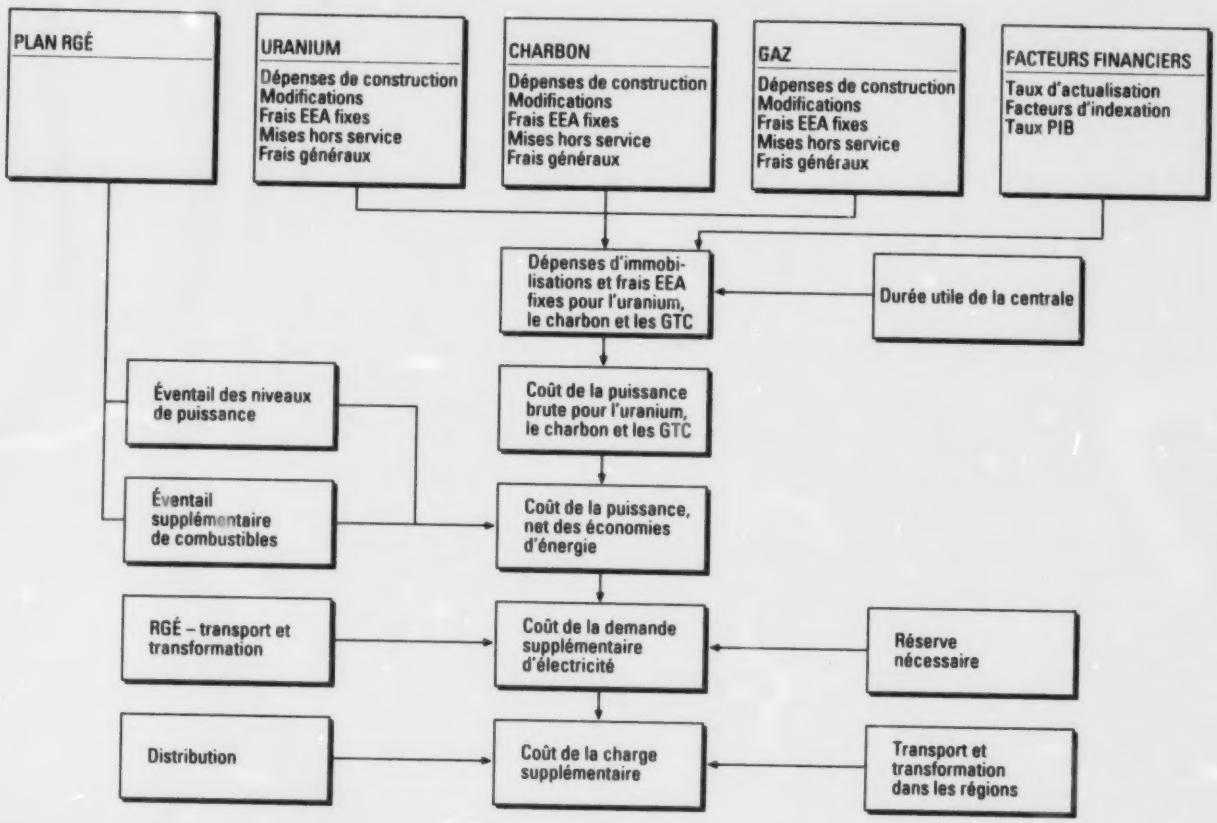
- la conception, la construction et la formation;
- l'eau lourde;
- les mises hors service;
- le remplacement de tubes de force;
- les frais EEA liés à la capacité;
- les coûts d'intégration des lignes de transport.

Le coût de la capacité brute d'une centrale nucléaire supplémentaire s'élève à 205 $/kW par an.

Coûts supplémentaires de puissance – Capacité nette

L'aménagement d'une nouvelle capacité de production pour faire face à un accroissement de la demande modifie les rapports existant entre les divers types de combustibles et fait normalement baisser le coût nécessaire pour satisfaire aux besoins d'énergie. Il s'ensuit une diminution du nombre de groupes COPV au charbon, une réduction plus marquée du nombre de centrales CANDU et le maintien du nombre d'installations GTC.

Figure 16–5 **Coût supplémentaire de puissance**



Le coût de la capacité nette correspond aux coûts de la capacité brute moins le crédit afférent aux coûts d'énergie réduits.

Le crédit d'énergie dépend des éléments du Plan et varie d'une année à l'autre. Ce crédit peut être considérable, comme on peut le constater d'après l'exemple suivant. Une centrale CANDU dont le coût d'alimentation en combustible est de 0,3 ¢/kWh permet d'économiser 2,2 ¢/kWh quand elle se substitue à des installations COPV au charbon, dont le coût est de 2,5 ¢/kWh. Avec un facteur d'utilisation annuelle de 80 %, le crédit d'énergie équivaut à une baisse du coût de la capacité de 155 $/kW par an.

Si l'on tient compte du crédit d'énergie, le coût de la capacité brute de l'énergie nucléaire (nouveaux sites) passe de 205 $/kW par an à un coût net de 50 $/kW par an.

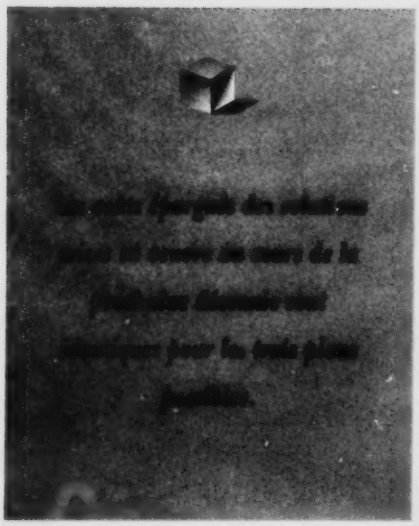
Le coût de la capacité nette des économies d'énergie devrait être le même pour chaque solution d'un plan dont l'éventail des types de combustibles offre le coût le plus faible.

Le plan proposé des sources majeures d'approvisionnement ne prévoit pas de nouvelles centrales au charbon pour la période du Plan.

Coût supplémentaire de puissance – Réserve de garantie

Une capacité supplémentaire de production est nécessaire pour assurer une puissance de pointe de réserve afin de garantir la fiabilité du réseau. Il faut en tenir compte lorsque le plan est modifié pour faire face à une variation de la demande.

Le coût supplémentaire de puissance est multiplié par 1,24 pour tenir compte de la nécessité d'une réserve de 24 %.



Coût supplémentaire de puissance – Transport et distribution

Les coûts supplémentaires de puissance du réseau se situent au niveau de la production. Pour les solutions réduisant les charges de la clientèle, il faut tenir compte des coûts de construction et d'entretien des installations de transport d'énergie.

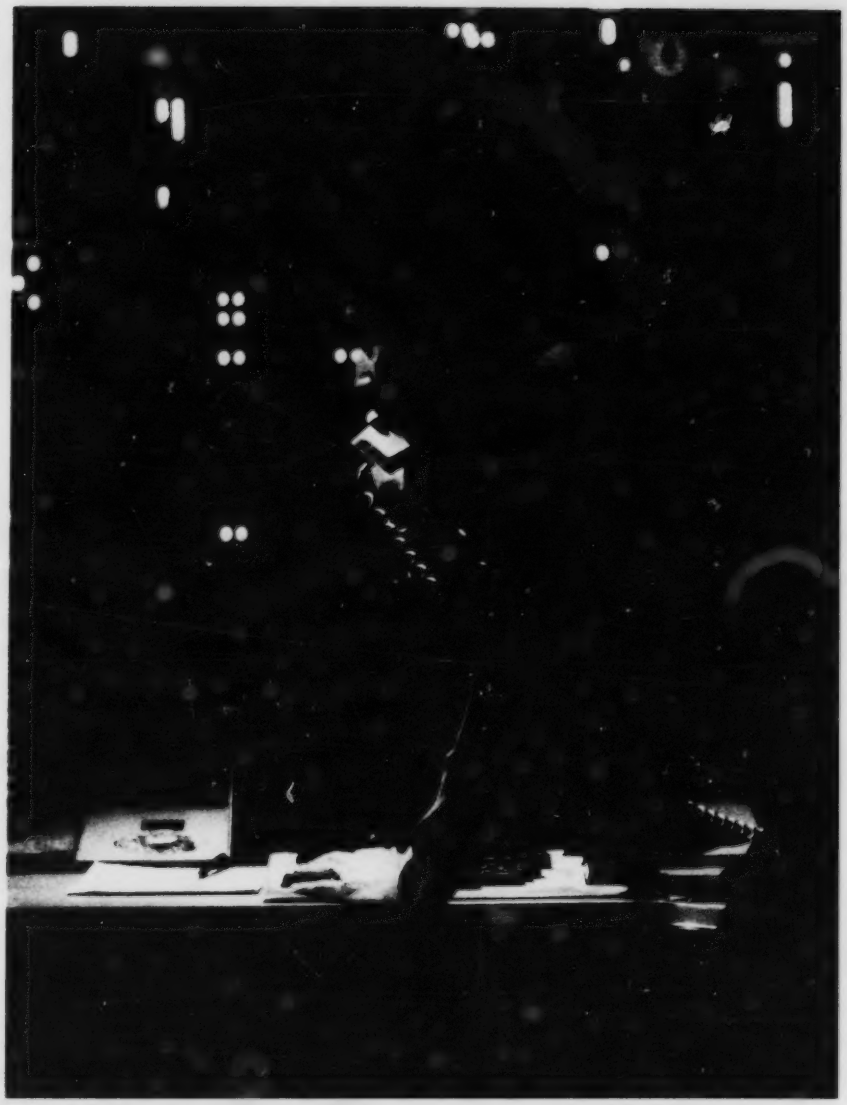
Les coûts de transport viennent ajouter 19 $/kW par an.

Des installations de distribution sont également nécessaires pour faire face aux augmentations de la demande de la clientèle. Selon l'endroit où se produisent ces augmentations, Ontario Hydro ou un service municipal devra fournir les installations exigées.

En moyenne, les coûts épargnés nivelés de distribution s'élèvent à 20 $/kW par an.

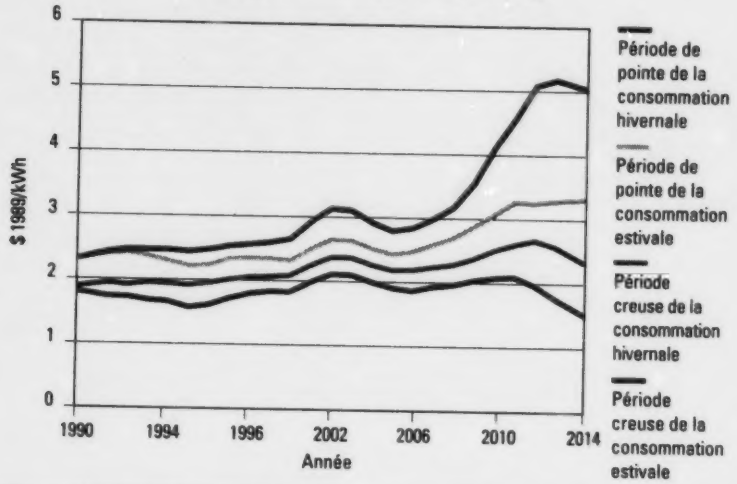
Il faut également prévoir les pertes pendant le transport et la distribution.

Ces pertes, qui varient entre 5 % et 10 % selon le lieu de livraison, favorisent l'augmentation des coûts supplémentaires de puissance.



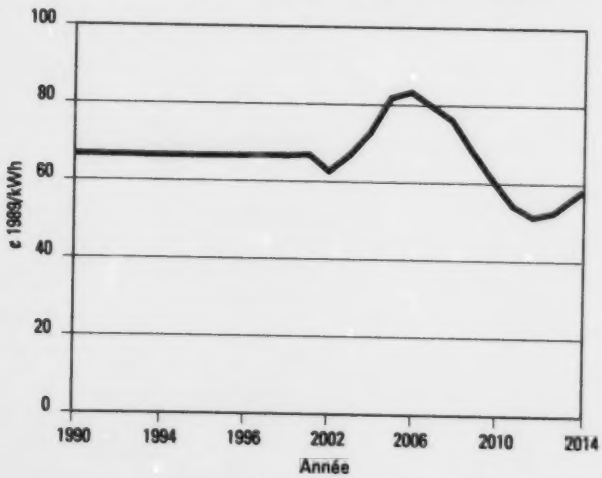
Le centre de conduite d'Ontario Hydro situé à Richview. Une installation privée a plus de valeur si elle peut produire de l'électricité sur demande.

Figure16–6 **Coûts supplémentaires prévus de puissance et d'énergie du Plan proposé*** Coût supplémentaire d'énergie

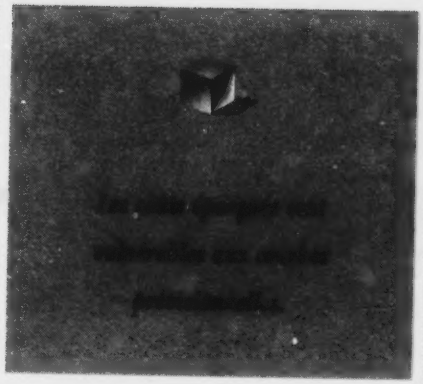


* Sans tenir compte des coûts de transport relatifs à la distribution et aux activités n'intéressant pas directement la production, ainsi que des pertes liées au transport et à la distribution.

Figure 16–6 **Coûts supplémentaires prévus de puissance et d'énergie du Plan proposé*** Coût supplémentaire de puissance



* Sans tenir compte des coûts de transport relatifs à la distribution et aux activités n'intéressant pas directement la production, ainsi que des pertes liées au transport et à la distribution.



Coût supplémentaire de puissance – Considérations à court terme

Les solutions de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de production hydroélectrique satisfont aux exigences en matière de capacité de production pour la plus grande partie de la décennie 1990-2000. Ces solutions ne prévoient, pour la courbe prévisionnelle médiane, la mise en service d'aucune centrale nucléaire ou à combustible fossile. Il faudrait cependant, en l'absence de ces solutions, disposer d'une capacité supplémentaire de production. C'est pourquoi on attribue une valeur de puissance à toutes les solutions de gestion de la demande, de production privée d'électricité et de production hydroélectrique.

Coûts supplémentaires de puissance – Calcul

On calcule les coûts supplémentaires de puissance en comparant les coûts totaux du réseau pour le plan de base avant et après un accroissement d'environ 1 % (200 MW) de la puissance garantie pour une demande constante. On doit recourir à des simulations sur ordinateur pour calculer les coûts de la puissance nette.

Coûts supplémentaires prévus du réseau

La Figure 16–6 représente les coûts supplémentaires prévus pour les principaux

Figure 16–7 **Vulnérabilité des coûts épargnés aux plans possibles**
Coûts supplémentaires de puissance et d'énergie pour un FUA de 100 %.

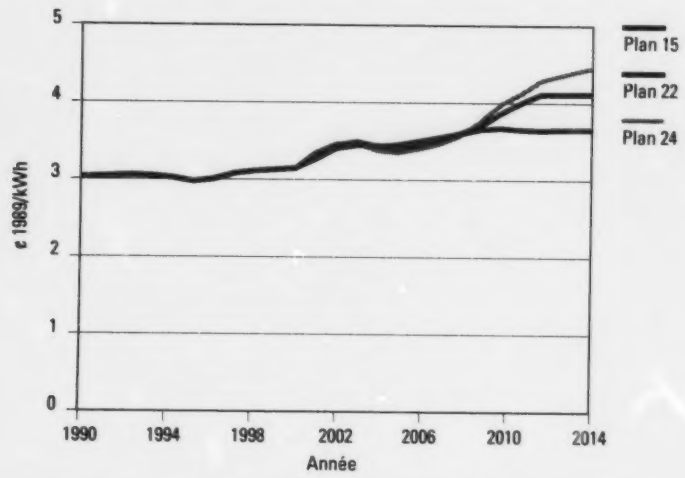
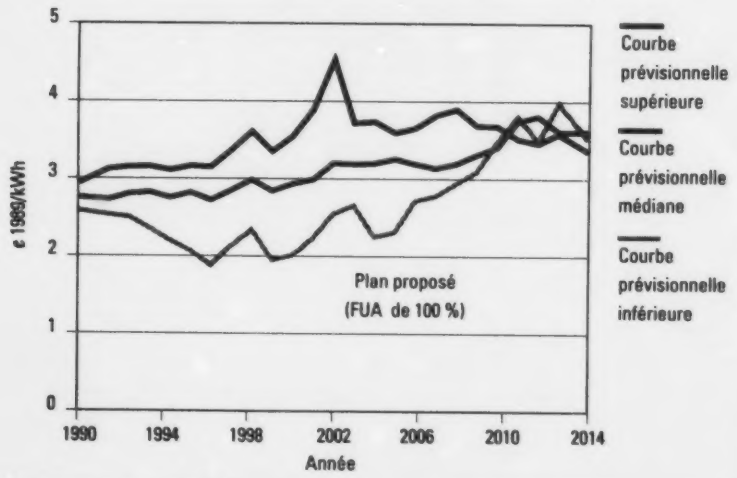


Figure 16–8 **Vulnérabilité des coûts épargnés à la croissance de la charge**
Coûts supplémentaires de puissance et d'énergie pour un FUA de 100 %



plans d'approvisionnement de 1990 à 2014. Ces coûts sont «prévus» dans le sens où les coûts supplémentaires du réseau sont calculés pour les courbes prévisionnelles supérieure, médiane et inférieure et où les résultats ont été pondérés respectivement par des facteurs de 0,2, 0,6 et 0,2. Ces proportions supposent que la courbe prévisionnelle supérieure, qui se situe au point 90 % de la distribution des probabilités (c'est-à-dire qu'il existe 10 % de probabilité qu'elle soit dépassée), est représentative de toutes les charges entre les points 80 % et 100 % de la distribution. De même, la courbe prévisionnelle inférieure se situe au point 10 % et est jugée représentative pour l'intervalle de 0 % à 20 %. On considère que la courbe médiane est représentative des 60 % restants. Avant la date de besoin en sources majeures d'approvisionnement, les coûts supplémentaires de puissance comprennent une provision de puissance en fonction des GTC, et intégrant le transport. Ces coûts s'appliquent aux variations de la demande au niveau de la production et ne comprennent pas les coûts relatifs à la distribution et au transport. Il faut y ajouter l'incidence des pertes et des autres coûts relatifs au transport et à la distribution. Comme nous l'avons vu, les coûts supplémentaires du réseau ne s'appliquent qu'aux variations légères et intermédiaires.

Pour les années postérieures à la période du Plan, on se sert de la moyenne des cinq dernières années.

Vulnérabilité des coûts épargnés

Vulnérabilité des coûts épargnés – Plans possibles

La méthode des coûts supplémentaires du réseau peut être utilisée pour calculer les coûts épargnés pour une solution particulière dans le cadre d'un plan donné. Une analyse a été effectuée afin de mesurer la vulnérabilité des coûts épargnés pour les trois plans possibles de l'offre et de la demande. L'exemple choisi porte sur un accroissement constant de la demande pour l'ensemble de l'année (FUA de 100 %), Figure 16–7. Jusqu'à l'an 2000, les plans sont

semblables. Après 2000, les différences augmentent pour atteindre 25 % en 2014.

Vulnérabilité des coûts épargnés – Courbe prévisionnelle

La Figure 16-8 représente les coûts supplémentaires du réseau en fonction d'une demande constante pour toute la période de 1990 à 2014, dans le cadre du Plan proposé, selon les courbes prévisionnelles supérieure, médiane et inférieure. Les coûts sont les plus élevés pour la courbe supérieure, et les moins élevés pour la courbe inférieure. La différence maximale se chiffre à environ 25 % en l'an 2000. Par la suite, les coûts convergent vers une valeur commune à long terme, à mesure qu'Ontario Hydro s'adapte à la croissance réelle de la charge.

Les coûts épargnés sont vulnérables à la courbe prévisionnelle tant que la configuration du réseau ne permet pas de faire face à la tendance réelle d'accroissement de la charge.

Vulnérabilité des coûts épargnés – Estimations des solutions d'approvisionnement

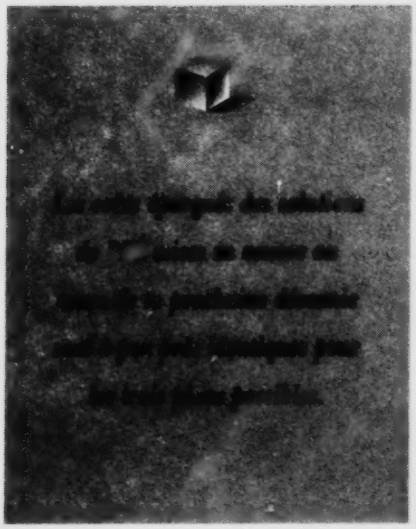
Les coûts supplémentaires du réseau sont tout aussi vulnérables au coût des solutions d'approvisionnement qu'à la courbe prévisionnelle et au Plan.

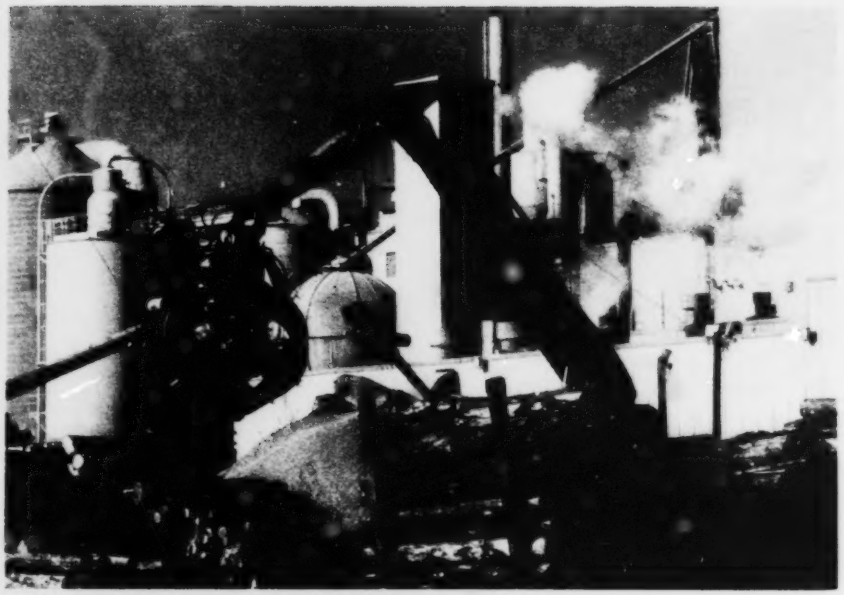
Ontario Hydro a établi, pour les solutions nucléaires et fossiles, des estimations médianes avec un intervalle de confiance, afin d'assurer la précision des estimations. L'intervalle de confiance type s'inscrit entre +20 % et -15 % de l'estimation médiane, avec une probabilité de 80 % que les coûts se situent entre ces valeurs. Les coûts épargnés varient directement en fonction des estimations pour les solutions majeures d'approvisionnement.

Solutions particulières - Calcul des coûts épargnés

Dans le calcul des coûts épargnés des solutions, Ontario Hydro fait appel, selon le cas, aux simulations du réseau ou aux coûts supplémentaires du réseau. Elle examine de manière particulière et générale les

Les coûts de construction d'une nouvelle centrale occupent une place importante dans le calcul des coûts épargnés.





Production mixte pour les produits ligneux

répercussions touchant le transport et la distribution.

Tous les projets de gestion de la demande et de production privée d'électricité auront des incidences différentes sur le réseau.

Par exemple, un programme d'isolation pour les maisons chauffées à l'électricité peut permettre à Ontario Hydro de réduire la production d'électricité pendant les mois d'hiver. Les économies du réseau sont plus importantes pour ce type de programme de gestion de la demande que pour un programme qui ne fait que réduire la consommation d'électricité durant la période estivale, par exemple, la climatisation de l'air à rendement élevé.

Grâce aux coûts supplémentaires du réseau, la valeur des économies d'énergie d'un programme est calculée en multipliant la quantité d'énergie économisée pour chacune des quatre périodes de demande par le coût supplémentaire de l'énergie correspondant à chaque période.

De plus, si un programme permet de réduire la charge durant la période de pointe de la consommation hivernale, ce programme a alors un crédit pour l'ensemble des coûts supplémentaires de puissance.

Les économies d'énergie du programme sont ajoutées à ses économies de puissance pour calculer le total des coûts épargnés.

Les coûts épargnés de cycle de la durée utile peuvent alors être comparés (suivant les valeurs actuelles) au coût total du programme d'isolation. Si les coûts du programme sont inférieurs aux coûts épargnés, le programme est jugé économique pour Ontario Hydro et sa clientèle. Il s'agit du critère de la charge totale du client exposé au chapitre 6.

Exemples de coûts épargnés

La présente section donne des exemples de coûts épargnés pour certains projets de PPÉ hypothétiques.

En pratique, chaque solution nécessite une évaluation propre à un projet donné, cette évaluation tient compte des caractéristiques particulières de la solution.

La présente section fait ressortir les incidences de différentes hypothèses selon trois paramètres : la production d'énergie (par rapport au facteur d'utilisation annuelle), la chronologie et la conductibilité.

De plus, certains exemples de coûts épargnés sont fournis pour la gestion de la demande et la production hydroélectrique.

Les coûts épargnés indiqués reposent sur la moyenne pondérée des résultats calculés à partir des courbes prévisionnelles supérieure, médiane et inférieure. Ils sont tous exprimés en dollars de 1989.

Les coûts épargnés comportent un crédit antérieur à la date du besoin de puissance (GTC) et de transport.

Exemple de coûts épargnés - Production privée d'électricité

La Figure 16–9 présente, à titre d'exemple, les coûts épargnés pour un producteur privé d'électricité. On y indique, pour la période de 1994 à 2014 de mise en service, les coûts épargnés nivelés des achats auprès du secteur privé en fonction de trois facteurs d'utilisation (10 %, 40 % et 80 %). On suppose que la

Coûts épargnés en fonction du facteur d'utilisation
Coûts épargnés – PPÉ conductible 1994-2014

	FUA					
	10 %		40 %		80 %	
Plan	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW
15	10,0	1 080	4,6	1 980	3,4	2 920
22	11,6	1 240	4,7	2 030	3,3	2 860
24	9,8	1 050	4,6	1 980	3,4	2 940

Remarque : Les symboles ¢/kWh et $/kW représentent deux façons d'exprimer les coûts épargnés, les chiffres correspondants ne s'additionnent donc pas.

Coûts épargnés en fonction de la conductibilité
Coûts épargnés – PPÉ conductible 1994-2014

	FUA					
	10 %		40 %		80 %	
Plan	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW
15	10,0	1 080	4,6	1 980	3,4	2 920
22	11,6	1 240	4,7	2 030	3,3	2 860
24	9,8	1 050	4,6	1 980	3,4	2 940

Remarque : Les symboles ¢/kWh et $/kW représentent deux façons d'exprimer les coûts épargnés, les chiffres correspondants ne s'additionnent donc pas.

Coûts épargnés en fonction de la conductibilité
Coûts épargnés – PPÉ conductible 1994-2014

	FUA					
	10 %		40 %		80 %	
Plan	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW
15	3,2	340	3,2	1 320	3,1	2 720
22	3,1	330	3,1	1 320	3,1	2 650
24	3,2	340	3,2	1 320	3,2	2 720

Remarque : Les symboles ¢/kWh et $/kW représentent deux façons d'exprimer les coûts épargnés, les chiffres correspondants ne s'additionnent donc pas.

consommation hivernale de pointe est satisfaite à 90 %.

Les coûts sont exprimés en cents nivelés par kWh et en dollars par kW installé. Cette dernière méthode correspond à la valeur actuelle de la solution au cours de sa durée utile. Ces deux méthodes sont différentes; leurs résultats ne s'additionnent pas.

Les coûts sont présentés pour le plan 15 proposé, ainsi que pour les plans 22 et 24 de rechange.

Les coûts épargnés afférents aux achats auprès du secteur privé tiennent compte du transport lié à l'intégration de la production. Les autres avantages de la PPÉ pour le transport sont traités cas par cas.

Selon le plan 15, le coût épargné atteint 3,4 ¢/kWh pour un FUA de 80 % et une PPÉ conductible de 1994 à 2014, ce qui est comparable au CUMÉ d'une centrale nucléaire, comme l'indique la Figure 16-1. Cette comparaison témoigne de la cohérence entre la méthode simplifiée des coûts épargnés et la méthode des coûts supplémentaires du réseau.

Si l'on compare les résultats des trois plans possibles, le coût épargné des solutions de PPÉ mises en oeuvre au cours de la prochaine décennie est peu influencé par le choix du plan possible comme Plan proposé.

Pour des achats auprès du secteur privé à facteur d'utilisation faible, le coût épargné passe à 10 ¢/kWh. Puisque les économies d'énergie réalisées sont moindres, sa valeur totale passe de 2 920 $/kW à 1 080 $/kW.

Un deuxième exemple fait ressortir les résultats dans les cas où l'électricité achetée auprès du secteur privé est inconductible (Figure 16-10).

On suppose que les achats sont conductibles si la PPÉ peut être prise en charge par le centre de conduite du réseau et utilisée aux moments où le besoin du réseau atteint un maximum. Par contre, on suppose que ces achats sont inconductibles si la PPÉ est irrégulière toute l'année et procure des économies moindres de puissance, ce qui a pour effet d'actualiser cette puissance en fonction du facteur de charge annuelle.

Ce type d'achats inconductibles comprend, quel que soit le facteur d'utilisation, le même coût épargné (3,2 ¢/kWh pour le plan 15) pour ce qui est de l'énergie.

Les coûts épargnés pour la période de 20 ans qui s'étend de 2004 à 2024 sont plus élevés que pour la même période qui s'échelonne de 1994 à 2014. Selon le plan 15, l'accroissement est d'environ 15 % pour un FUA de 80 %. La différence aurait été plus marquée si un crédit de capacité n'avait pas été attribué, à court terme, aux achats auprès du secteur privé.

Un troisième exemple relatif à la PPÉ vise à illustrer la façon dont les coûts épargnés varient suivant les périodes étudiées. Cette variation des coûts épargnés se répercute sur les résultats notés à la Figure 16–11, qui présente ces résultats dans les cas où la période de mise en service de l'électricité achetée auprès du secteur privé s'étend de 2004 à 2024, plutôt que de 1994 à 2014. Sans le crédit de puissance des années 1990, les valeurs à court terme seraient inférieures et la différence attribuable au report ultérieur des dates de mise en service serait plus considérable.

Exemples de coûts épargnés – Gestion de la demande

Les considérations (production d'énergie, chronologie et conductibilité) qui servent à évaluer les coûts épargnés des achats auprès du secteur privé s'appliquent également à la gestion de la demande et à la production hydroélectrique.

La Figure 16–12 présente les coûts épargnés de deux solutions de gestion de la demande. L'une prévoit une enveloppe thermique d'appoint permettant de réaliser des économies d'énergie seulement pendant la période de chauffage en hiver. L'autre prévoit un programme de moteurs industriels à rendement élevé, qui fonctionnent pendant la plus grande partie de l'année.

Les coûts épargnés sont exprimés en cents par kWh pour la réduction de la charge du client. Ils sont indiqués pour le plan 15, et pour les courbes prévisionnelles supérieure,

Coûts épargnés en fonction de la période de mise en service
Coûts épargnés – PPÉ conductible 1994-2014

	FUA					
	10 %		40 %		80 %	
Plan	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW
15	10,0	1 080	4,6	1 980	3,4	2 920
22	11,6	1 240	4,7	2 030	3,3	2 860
24	9,6	1 030	4,6	1 980	3,4	2 940

Remarque : Les symboles ¢/kWh et $/kW représentent deux façons d'exprimer les coûts épargnés, les chiffres correspondants ne s'additionnent donc pas.

Coûts épargnés en fonction de la période de mise en service
Coûts épargnés – PPÉ conductible 2004-2024

	FUA					
	10 %		40 %		80 %	
Plan	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW	¢/kWh	$/kW
15	10,7	1 190	5,3	2 360	3,9	3 450
22	14,9	1 660	5,6	2 470	3,6	3 210
24	9,4	1 040	5,3	2 340	4,0	3 550

Remarque : Les symboles ¢/kWh et $/kW représentent deux façons d'exprimer les coûts épargnés, les chiffres correspondants ne s'additionnent donc pas.

Coûts épargnés pour la gestion de la demande en 1989 en ¢/kWh
Enveloppe thermique d'appoint dans le secteur résidentiel

Croissance prévisionnelle	Production et combustibles	Transport	Distribution	Total
supérieure	5,8	0,8	0,7	7,3
médiane	5,5	0,8	0,7	7,0
inférieure	4,9	0,8	0,7	6,4

Remarque : Coûts épargnés prévus du Plan proposé

Couts epargnes pour la gestion de la demande en 1989 en c/kWh
Moteurs industriels a rendement eleve

Croissance prévisionnelle	Production et combustibles	Transport	Distribution	Total
supérieure	4,5	0,3	0,0	4,8
médiane	3,8	0,3	0,0	4,1
inférieure	3,1	0,3	0,0	3,4

Remarque : Coûts épargnés prévus du Plan proposé

Couts epargnes Hydroelectricite
Amenagement de la Niagara

Plan	1989 ¢/kWh	1989 $/kW*
15	5,3	2 830
22	5,8	3 200
24	5,1	2 740

Remarques : 1. Coûts épargnés prévus
2. [illegible]
** [illegible]*

médiane et inférieure. On suppose que les solutions seront mises en oeuvre en l'an 2000.

L'enveloppe thermique d'appoint, pour laquelle on suppose une durée utile de 40 ans, donne lieu à un coût épargné de 7 ¢/kWh selon la courbe prévisionnelle médiane. Elle permet, pour un FUA de 36 %, des économies de puissance et d'énergie, surtout pendant la période de chauffage en hiver, qui correspond à la période de coûts épargnés les plus élevés pour Ontario Hydro.

Le programme de moteurs industriels à rendement élevé (FUA de 80 %, durée utile de 10 ans) entraîne un coût épargné de 4,1 ¢/kWh pour la courbe prévisionnelle médiane. Il s'agit d'un FUA supérieur à celui de l'enveloppe thermique d'appoint.

Les solutions de gestion de la demande ont droit à des crédits pour les économies de dépenses d'immobilisations et de frais d'exploitation pour le transport et la distribution, ainsi que pour la valeur des pertes réduites. Les économies de frais de distribution comprennent les économies relatives aux services publics municipaux.

Les améliorations particulières de l'efficacité électrique (AEÉ) peuvent influencer ou non le coût de la distribution locale. Cependant, un programme AEÉ à l'échelle de la province aura une incidence certaine. Un crédit est attribué aux solutions de gestion de la demande en fonction de leur incidence moyenne, cependant, cette incidence est différente d'un programme à un autre. Par exemple, le programme relatif aux moteurs ne bénéficie d'aucun avantage en matière de distribution, puisque la plus grande partie du secteur industriel est raccordée directement aux réseaux primaire et secondaire de transport.

Exemple de coûts épargnés – Hydroélectricité

Les coûts épargnés sont également utilisés par Ontario Hydro pour évaluer ses solutions en matière d'hydroélectricité.

La Figure 16–13 indique les coûts épargnés calculés pour l'aménagement de la rivière Niagara. Cet aménagement a droit à un crédit pour sa conductibilité journalière, mais non pour sa conductibilité saisonnière. Il a un facteur d'utilisation intermédiaire et les coûts épargnés prévus, reproduits dans ce tableau, varient entre 5,1 et 5,8 ¢/kWh selon le plan choisi.

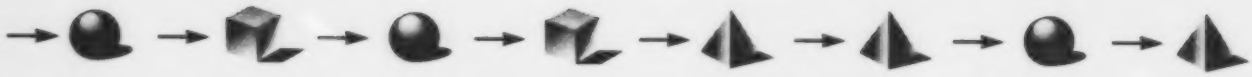
Rétroinformation sur les coûts épargnés

Les coûts épargnés exprimés dans ce chapitre reposent sur les plans possibles. Le calcul des coûts épargnés et la détermination des plans représentent un processus itératif.

Les coûts épargnés élaborés dans le présent chapitre n'ont pas été utilisés pour réévaluer le plan de PPÉ. Ces coûts épargnés sont en effet inférieurs aux tarifs d'achat types pris en compte dans l'élaboration du plan de PPÉ.

Les coûts épargnés exposés au chapitre 12 pour les solutions d'hydroélectricité sont fondés sur les coûts épargnés pour le Plan des sources majeures d'approvisionnement présenté dans ce chapitre.

L'analyse des améliorations de l'efficacité électrique suscitées et réalisables a été répétée pour les coûts épargnés dans le cas du plan 15, afin de s'assurer que le résultat s'harmonise avec le plan de gestion de la demande. Cette analyse est reproduite dans le chapitre 7. ■



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

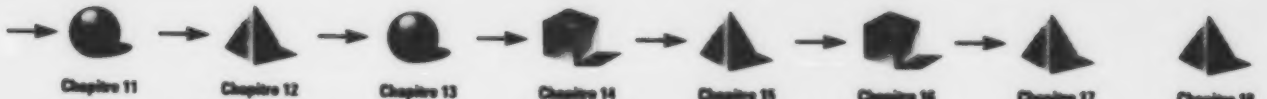
Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état



Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

17 PLANS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

Le présent chapitre donne un aperçu des éléments des trois plans possibles de l'offre et de la demande. Chaque plan de l'offre et de la demande comprend les plans de gestion de la demande, de production privée d'électricité, de production d'énergie hydraulique et de remise en état ainsi qu'un des plans des sources majeures d'approvisionnement.

La Figure 17-1 montre qu'à chaque Plan de l'offre et de la demande correspond un Plan d'action décrit au chapitre 18.

La description de chaque plan montre la façon dont ses éléments seraient rajustés en fonction d'un accroissement plus ou moins important de la charge. Les trois plans de l'offre et de la demande sont d'ailleurs assez rigoureux et souples pour s'adapter aux incertitudes de l'avenir.

Les trois plans possibles de l'offre et de la demande assurent chacun un équilibre satisfaisant, après avoir tenu compte de tous les facteurs de la planification. Un de ces plans est considéré comme le Plan proposé de l'offre et de la demande, soit celui qui répond le mieux aux besoins en électricité de la clientèle d'ici à 2014 et ultérieurement. Le présent chapitre fait un tour d'horizon des motifs justifiant le choix du plan possible qui constituera le Plan proposé.

Résumé des éléments

Les plans de l'offre et de la demande sont tous trois formés, d'une part, d'éléments communs (gestion de la demande, production privée, etc.) et, d'autre part, d'éléments variables liés aux sources majeures d'approvisionnement. Voici un résumé de ces éléments et de leurs apports à la satisfaction des besoins en électricité.

Ce résumé porte d'abord sur les éléments communs, soit :

- la gestion de la demande;
- la production privée d'électricité;
- la remise en état;
- l'énergie hydraulique;
- les achats auprès du Manitoba.

Nous abordons ensuite les plans de l'offre et de la demande qui comprennent les éléments variables, soit :

- l'électricité d'origine fossile;
- l'énergie nucléaire.

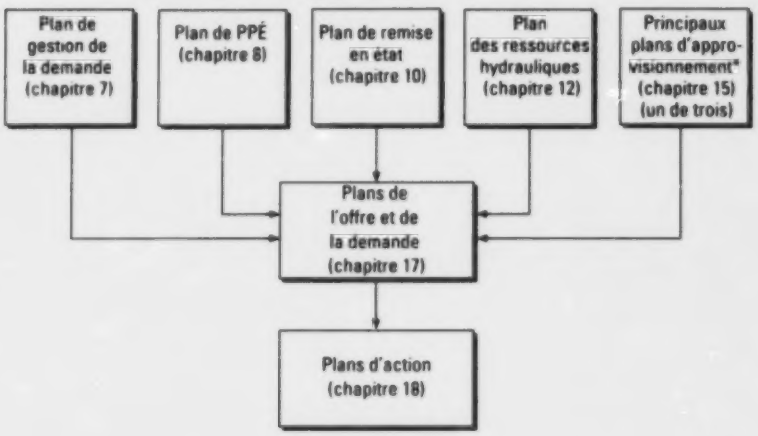
Éléments communs

Chacun des trois plans de l'offre et de la demande est conçu de façon à tirer le meilleur parti économique des éléments communs. Les apports des éléments communs sont exposés ci-après.

Figure 17–1 **Structure des plans de l'offre et de la demande**

- Plan 15 proposé de l'offre et de la demande
- Plan 22 de rechange de l'offre et de la demande (à prépondérance nucléaire)
- Plan 24 de rechange de l'offre et de la demande (à prépondérance fossile)

Plan possible de l'offre et de la demande



* • Plan 15 proposé des sources majeures d'approvisionnement
- Plan 22 de rechange des sources majeures d'approvisionnement (à prépondérance nucléaire)
- Plan 24 de rechange des sources majeures d'approvisionnement (à prépondérance fossile)

Les installations hydroélectriques fourniront environ 3 000 MW de la puissance nécessaire.

Plan de gestion de la demande

• Les améliorations de l'efficacité électrique adoptées pour la période de planification (de janvier 1989 à décembre 2014) permettent de réduire la puissance maximale appelée et les besoins énergétiques des valeurs exprimées à la Figure 17-2.

[illegible]

Fin de l'année	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
2000	1 600	2 000	2 500
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

[illegible]

Fin de l'année	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
2000	8,0	10,0	12,5
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

• Les programmes de déplacement de la charge adoptés pour la période du Plan permettent de diminuer la puissance maximale appelée des valeurs exprimées à la Figure 17-3. Le déplacement de la charge n'a aucune incidence sur les besoins énergétiques.

[illegible]

Fin de l'année	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
2000	800	1 000	1 200
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

• Les charges interruptibles à capacité permettent de diminuer la puissance maximale appelée des valeurs exprimées à la Figure 17–4. Elles n'entrainent cependant aucune réduction des besoins énergétiques.

[illegible]

Fin de l'année	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
1988*	763	763	763
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2014	771	890	976

*[illegible]

• Dans le cadre de la gestion de la demande, la réduction totale de la demande est représentée à la Figure 17-5.

[illegible]

Fin de l'année	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
1988	763	763	763
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2014	4 326	5 570	6 706

[illegible]

Fin de l'année	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
2000	8,0	10,0	12,5
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

Plan de production privée d'électricité (Plan PPÉ)

• La substitution de la charge par la PPÉ permet de réduire la puissance maximale appelée et les besoins énergétiques assurés par le réseau d'Ontario Hydro des valeurs exprimées à la Figure 17–6.

• Les achats auprès du secteur privé pour la période du Plan permettent d'accroître la capacité d'approvisionnement et les livraisons d'énergie des valeurs exprimées à la Figure 17–7.

• L'apport de la production totale privée d'électricité pour la période du Plan, exprimée en fonction de la puissance nette installée et de l'énergie annuelle, est représenté à la Figure 17–8.

Substitution de la charge par la PPÉ

Fin de	Courbe prévisionnelle de la charge		
l'année	inférieure	médiane	supérieure
2000	342	403	472
2014	382	456	522

Réduction d'énergie annuelle (TWh)

Fin de	Courbe prévisionnelle de la charge		
l'année	inférieure	médiane	supérieure
2000	2,7	3,0	3,7
2014	3,0	3,4	4,1

Achats auprès du secteur privé

Fin de	Courbe prévisionnelle de la charge		
l'année	inférieure	médiane	supérieure
2000	435	932	1 133
2014	864	1 522	1 680

* Après les mises hors service de PPÉ

Énergie annuelle (TWh)

Fin de	Courbe prévisionnelle de la charge		
l'année	inférieure	médiane	supérieure
2000	3,0	6,4	7,6
2014	5,8	10,3	11,2

Production totale privée d'électricité

Fin de	Courbe prévisionnelle de la charge		
l'année	inférieure	médiane	supérieure
2000	797	1 358	1 632
2014	1 268	2 004	2 212

Énergie annuelle (TWh)

Fin de	Courbe prévisionnelle de la charge		
l'année	inférieure	médiane	supérieure
2000	5,7	9,4	11,3
2014	8,8	13,7	15,3

Achats auprès du Manitoba

Période (du 1er nov. au 31 oct.)	Puissance (MW)	Énergie annuelle (TWh)
1998 – 2000	200	1,4
2000 – 2001	[illegible]	[illegible]
2001 – 2002	600	4,7
2002 – 2003	[illegible]	[illegible]
2003 – 2018	1 000	7,0
2018 – 2020	[illegible]	[illegible]
2020 – 2021	600	4,2
2021 – 2022	[illegible]	[illegible]

À London, l'hôpital Victoria produit de l'électricité à partir de déchets.

Plan de remise en état

• Le plan de remise en état comporte des programmes qui visent à assurer la réfection des ouvrages et des équipements de production d'électricité d'origine hydraulique, fossile et nucléaire, afin de garantir une utilisation maximale des installations existantes. Il portera, pour la période du Plan, sur 20 GW du plan actuel de centrales.

• Les principaux éléments du plan sont énumérés ci-après.

Hydroélectricité

• Programme d'évaluation et de modernisation des petites centrales hydroélectriques;

• Programme de perfectionnement des turbines;

• Programme d'amélioration du contrôle des procédés;

• Programme d'évaluation de la sécurité des barrages.

Électricité d'origine fossile

• Réduction des émissions acides;

• Remise en état des installations de Lakeview;

• Remise en état des installations de Lambton;

• Réfection d'autres centrales.

Électricité d'origine nucléaire

• Remise en état des canaux de combustibles;

• Assurance de la durée utile des centrales nucléaires;

• Accroissement de la production des installations de Pickering.

Plan des ressources hydrauliques

Le Plan des ressources hydrauliques prévoit des réaménagements, des agrandissements ou de nouveaux aménagements à :

• Lac Gibson;
• Big Chute;
• Kipling;
• Smoky Falls;
• Harmon;
• Little Long;
• Little Jackfish;
• Niagara;
• Abitibi Canyon;
• Otter Rapids;
• Nine Mile Rapids.

Pour ce qui est de la puissance, le Plan des ressources hydrauliques vise à fournir :

• 1 209 MW d'ici à la fin de l'an 2000;
• 2 849 MW d'ici à la fin de l'an 2014.

Pour ce qui est de l'énergie, il a pour objectif de fournir :

• 3 TWh en l'an 2000;
• 5,8 TWh en 2014.

Le Plan des ressources hydrauliques demeure le même pour les courbes prévisionnelles inférieure, médiane et supérieure.

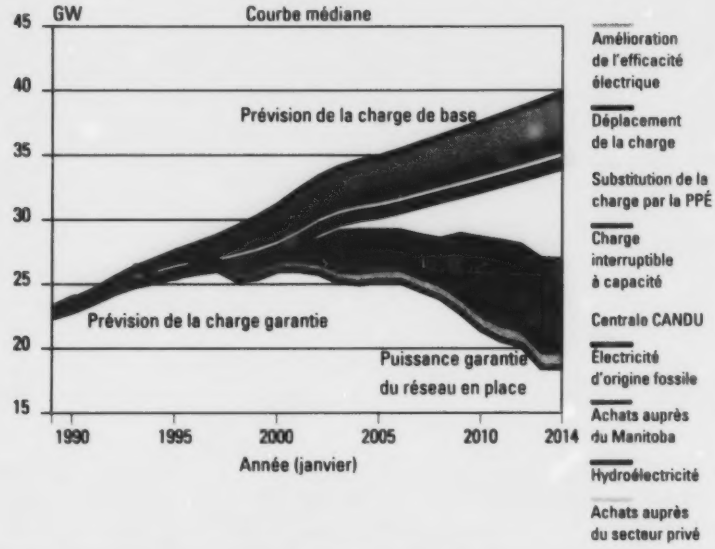
Achats auprès du Manitoba

• Tous les plans prévoient un achat garanti de 1 000 MW auprès du Manitoba dès 1998. Les chiffres d'énergie et de puissance relatifs à cet achat sont présentés à la Figure 17–9.

Éléments variables

Les éléments variables des Plans sont les installations d'énergie CANDU, COPV (cycle ordinaire de production de la vapeur) au

Figure 17–10 **Demande d'électricité à satisfaire en Ontario**
Plan 15 – Plan proposé



charbon, CCGI (cycle combiné de gazéification intégrée), CC (cycle combiné) et GTC (groupes à turbines à combustion au gaz).

DESCRIPTION DES PLANS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

Plan 15 possible de l'offre et de la demande

• Le plan 15 comprend les plans de gestion de la demande, de production privée d'électricité, de remise en état et de ressources hydrauliques ainsi que le plan 15 des sources majeures d'approvisionnement, qui inclut les achats auprès du Manitoba.

• Les éléments variables de ce plan sont : les centrales CANDU, les groupes à turbines à combustion et les centrales à combustible fossile permettant de répondre respectivement aux charges de base, de pointe et intermédiaire.

• La Figure 17–10 illustre, pour la courbe prévisionnelle médiane, les apports de tous les éléments pour la satisfaction des besoins en matière d'offre et de demande.

• La Figure 17–11 reprend les informations de la Figure 17–10 pour les présenter sous forme de tableau par intervalle de cinq ans.

La partie supérieure du graphique montre comment la prévision de la charge de base (PCB) est réduite par les solutions de ralentissement de la demande pour se rapprocher de la prévision de la charge garantie (PCG).

La partie inférieure laisse voir comment la puissance garantie du réseau en place (REP-PG) est augmentée par les cinq solutions de rechange d'accroissement de l'offre pour atteindre la puissance garantie du réseau projeté (RP-PG).

La partie centrale du tableau fait ressortir l'écart entre l'offre et la demande.

• Le plan prévoit que les premières centrales CANDU (4 x 881 MW) seront mises en service selon le calendrier suivant :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
CANDU A	2 009	2 003	2 002
CANDU B	2 012	2 009	2 007
CANDU C	–	2 012	2 008
CANDU D	–	–	2 012

• La plus grande partie de la production pour la charge de pointe est assurée par des groupes à turbines à combustion alimentés au gaz, qui pourront être convertis en installations CC et CCGI à une date ultérieure (GTC/CCGI).

• En hiver, la puissance maximale (en mégawatts) que peuvent supporter les installations GTC/CCGI s'établit comme suit :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
1995	0	0	0
2000	0	0	1 344
2005	0	336	2 016
2010	1 008	3 024	2 016
2014	2 352	4 368	2 688

• Le reste de la production de la charge maximale est assuré par des groupes à turbines à combustion à gaz (GTC/G) dont certains peuvent être convertis en installations CC (GTC/CC).

• Les installations GTC/G sont implantées aux emplacements actuels selon une importance variable dictée par la nature de l'emplacement et la capacité de transport.

• En hiver, la puissance maximale (en mégawatts) des installations GTC/G s'établit comme suit :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
1995	0	0	1 344
2000	0	0	1 344
2005	0	1 008	3 360
2010	1 008	1 008	3 696
2014	1 008	1 008	3 696

Plan 15 propose de l'offre et de la demande – Éléments

		Janv. 1989	Janv. 1994	Janv. 1999	Janv. 2004	Janv. 2009	Janv. 2014
	Prévision de la charge de base (PCB)	23,2	26,9	30,2	34,5	37,0	39,8
Solutions de rééquilibrage de la demande	Améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ)	0,0	0,2	1,4	2,3	2,8	3,3
	Déplacement de la charge (DC)	0,0	0,8	0,9	1,1	1,2	1,3
	Substitution de la charge par la production privée (SCPP)	0,0	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
	Charge interruptible à capacité (CIC)	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8
Équilibre	Prévision de la charge garantie (PCG)	22,4	25,2	26,8	30,0	31,8	33,9
	Réseau projeté – Puissance garantie (RP–PG)	23,2	25,8	27,1	30,0	31,8	34,2
Solutions d'accroissement de l'offre	Électricité d'origine fossile (ÉF)	0,0	0,0	0,0	1,1	2,4	4,3
	Électricité d'origine nucléaire (ÉNU)	0,0	0,0	0,0	0,7	2,8	7,1
	Achats auprès de services publics (ASP)	0,0	0,0	0,2	0,8	0,8	0,8
	Énergie hydraulique (ÉHY)	0,0	0,02	0,9	1,8	1,8	2,2
	Achats auprès du secteur privé (ASP)	0,0	0,3	0,8	0,9	1,1	1,2
	Réseau en place – Puissance garantie (REP–PG)	23,2	25,5	25,5	25,0	22,8	18,5
	Mises hors service*	0,0	0,0	0,0	0,8	2,3	7,0
Besoins à satisfaire	Besoins supplémentaires à satisfaire (BSS)	0,0	1,4	4,7	9,5	14,1	21,3
	Réductions de la demande dans le cadre du Plan	0,7	1,7	3,4	4,5	5,2	5,9
	Accroissements de l'offre dans le cadre du Plan*	0,0	0,3	1,7	4,9	9,0	15,7
	Total global du Plan	0,7	2,0	5,0	9,4	14,1	21,6

Remarque : Toutes les solutions d'accroissement de l'offre sont exprimées en puissance garantie.

Plan 22 possible de l'offre et de la demande (à prépondérance nucléaire)

• Le plan 22 de l'offre et de la demande comprend les plans de gestion de la demande, de production privée d'électricité, de remise en état et de ressources hydrauliques, ainsi que le plan des sources majeures d'approvisionnement et les achats auprès du Manitoba.

• Les éléments variables de ce plan sont les centrales CANDU pour la charge de base et une partie de la charge intermédiaire, de même que les groupes à turbines à combustion pour la charge de pointe. Comparativement au plan 15, l'implantation des centrales CANDU est devancée et le reste de la charge intermédiaire est pris en charge par les centrales à combustible fossile actuelles.

• La Figure 17–12 illustre, pour la courbe prévisionnelle médiane, les apports de tous les éléments du Plan à l'offre et à la demande.

• La Figure 17–13 reprend les informations de la Figure 17–12 pour les présenter sous forme de tableau par intervalle de cinq ans.

• Le plan prévoit que les premières centrales CANDU (4 x 881 MW) seront mises en service selon le calendrier suivant :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
CANDU A	2 007	2 001	2 001
CANDU B	2 010	2 006	2 005
CANDU C	–	2 010	2 008
CANDU D	–	–	2 011

• La majeure partie de la production pour la charge de pointe est assurée par des groupes à turbines à combustion alimentées au gaz et qu'on peut convertir en installations CC et CCGI à une date ultérieure (GTC/CCGI).

• En hiver, la puissance maximale (en mégawatts) des installations GTC/CCGI s'établit comme suit :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
Janvier			
1995	0	0	0
2000	0	0	1 344
2005	0	0	2 016
2010	0	336	2 016
2014	1 680	2 688	2 688

• Le reste de la production pour la charge de pointe est assuré par des groupes à turbines à combustion à gaz (GTC/G), dont certains peuvent être convertis en installations CC (GTC/CC).

• Les GTC/G sont implantés aux emplacements actuels selon une importance variable en fonction de la nature de l'emplacement et de la capacité de transport.

• En hiver, la puissance maximale (en mégawatts) des installations GTC/G s'établit comme suit :

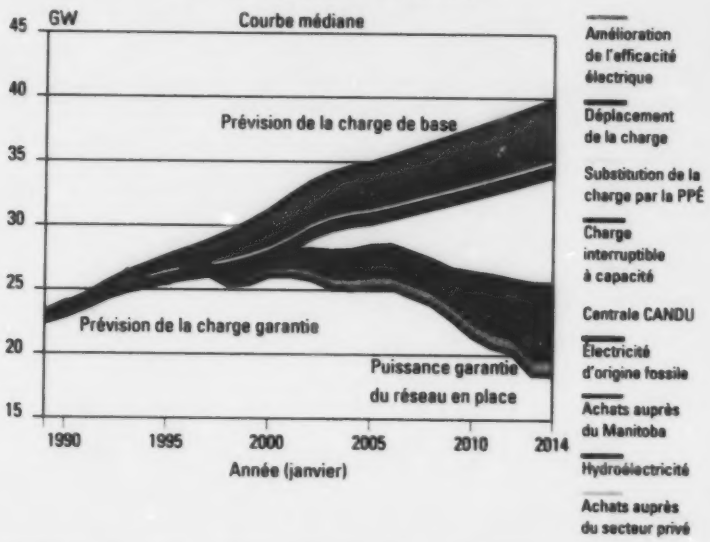
	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
Janvier			
1995	0	0	1 344
2000	0	0	1 344
2005	0	0	2 352
2010	0	1 008	3 024
2014	0	1 008	3 024

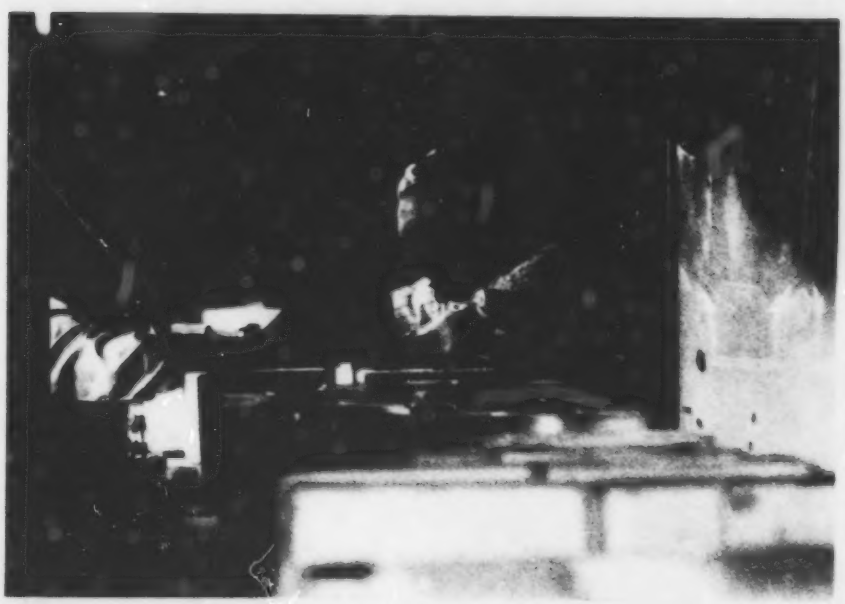
Plan 24 possible de rechange de l'offre et de la demande (à prépondérance fossile)

• Le plan 24 de l'offre et de la demande comprend les plans de gestion de la demande, de la production privée d'électricité, de remise en état et de ressources hydrauliques ainsi que le plan des sources majeures d'approvisionnement et les achats auprès du Manitoba.

• Les éléments variables de ce plan sont des installations CANDU et COPV au charbon des centrales à combustible fossile actuelles ainsi que des groupes à turbines à combustion, pour assurer respectivement les charges de base, intermédiaire et de pointe.

Figure 17–12 **Demande d'électricité à satisfaire en Ontario**
Plan 22 – À prépondérance nucléaire



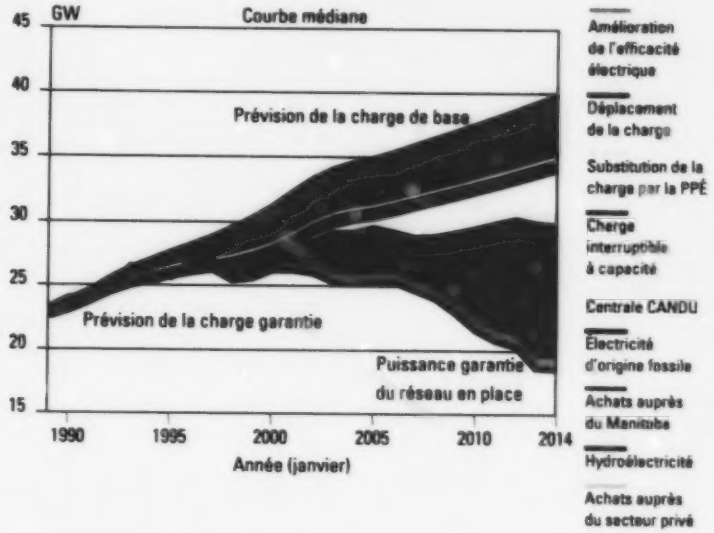


Ontario Hydro encourage ses clients, par des mesures d'incitation et des programmes de sensibilisation, à consommer l'électricité de façon judicieuse.

[redacted]

		[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Prévision de la charge de base (PCB)	23,2	26,9	30,2	34,5	37,0	39,8
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Équilibre	Prévision de la charge garantie (PCG)	22,4	25,2	26,8	30,0	31,8	33,9
	Réseau projeté – Puissance garantie (RP–PG)	23,2	25,8	27,1	30,3	31,7	34,3
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	Réseau en place – Puissance garantie (REP–PG)	23,2	25,5	25,5	25,0	22,8	18,5
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Besoins	Besoins supplémentaires à satisfaire (BSS)	0,0	1,4	4,7	9,5	14,1	21,3
à satisfaire	Réductions de la demande dans le cadre du Plan	0,7	1,7	3,4	4,5	5,2	5,9
	Accroissements de l'offre dans le cadre du Plan*	0,0	0,3	1,7	5,3	8,9	15,8
	Total global du Plan	0,7	2,0	5,0	9,8	14,1	21,7
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

Figure 17–14 **Demande d'électricité à satisfaire en Ontario**
Plan 24 – À prépondérance fossile



Le Plan de l'offre et de la demande prévoit la mise en œuvre de turbines à combustion qu'on peut convertir en installations CCGI, comme cette centrale située aux États-Unis.

• La Figure 17–14 illustre, pour la courbe prévisionnelle médiane, les apports de tous les éléments du plan à l'offre et à la demande.
• La Figure 17–15 reprend les informations de la Figure 17–14 pour les présenter sous forme de tableau par intervalle de cinq ans.
• Le plan prévoit que les premières centrales COPV au charbon (4 x 800 MW) et CANDU (4 x 881 MW) seront mises en service selon le calendrier suivant :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
CANDU A	2 009	2 003	2 002
COPV A	2 012	2 009	2 007
CANDU B	–	2 012	2 008
CANDU C	–	–	2 012

• La majeure partie de la production pour la charge de pointe est assurée par des groupes à turbines à combustion alimentées au gaz et qu'on peut convertir en installations CC et CCGI à une date ultérieure (GTC/CCGI).
• En hiver, la puissance maximale (en mégawatts) des installations GTC/CCGI s'établit comme suit :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
Janvier			
1995	0	0	0
2000	0	0	1 344
2005	0	336	3 024
2010	1 344	3 693	3 360
2014	2 352	5 040	4 032

• Le reste de la production pour la charge de pointe est assuré par des groupes à turbines à combustion au gaz (GTC/G), dont certaines peuvent être converties en installations CC (GTC/CC).
• Les installations GTC/G sont implantées aux emplacements actuels selon une importance variable, en fonction de la nature de l'emplacement et de la capacité de transport.
• En hiver, la puissance maximale (en mégawatts) des installations GTC/G s'établit comme suit :

	Courbe prévisionnelle de la charge		
	inférieure	médiane	supérieure
Janvier			
1995	0	0	1 344
2000	0	0	1 344
2005	0	1 008	2 352
2010	1 008	1 008	3 024
2014	1 008	1 008	3 024

Les plans sont rigoureux et souples

Les plans de l'offre et de la demande sont conçus pour s'adapter aux nombreuses incertitudes sans nuire aux approvisionnements en électricité et se caractérisent, à cet égard, par une grande rigueur et une grande souplesse. Ils prennent en compte un ensemble de faits futurs raisonnables tout en continuant d'assurer :

- la fiabilité du service d'électricité;
- des coûts modérés pour la clientèle;
- le respect des règlements actuels en matière d'environnement; et
- un niveau supérieur en matière de sécurité des travailleurs et du public.

Les trois plans de l'offre et de la demande intègrent des solutions de rechange qui offrent, dans des limites raisonnables, la souplesse nécessaire pour faire face aux incertitudes suivantes :

- les variations de l'accroissement de la demande en dehors de l'intervalle de prévision;
- l'élaboration de nouvelles solutions;
- l'adoption d'exigences plus rigoureuses en matière d'environnement et de sécurité;
- les fluctuations des prix des combustibles;
- la mise hors service anticipée ou retardée d'installations en place;
- les variations du rendement de la gestion de la demande, de la production privée d'électricité et de la production d'hydroélectricité;
- les occasions d'achats d'électricité auprès d'autres sociétés d'électricité;
- l'exactitude des estimations des coûts liés aux centrales nucléaires et à combustible fossile.

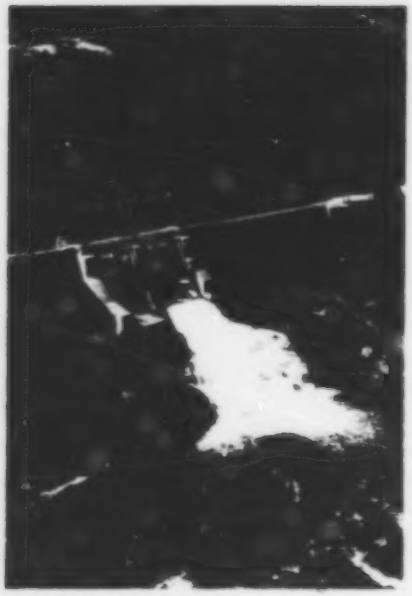
Par exemple, si les résultats relatifs à la gestion de la demande, à la production privée d'électricité ou à la production d'énergie d'origine fossile dépassent les prévisions, il

Nanticoke, la plus grande centrale d'Ontario Hydro, a été mise en service en 1973.

Plan 24 de rechange de l'offre et de la demande «a prepondérance fossile» – Éléments

		Janv. 1989	Janv. 1994	Janv. 1999	Janv. 2004	Janv. 2009	Janv. 2014
	Prévision de la charge de base (PCB)	23,2	26,9	30,2	34,5	37,0	39,8
Solutions de rétablissement de la demande	Améliorations de l'efficacité électrique (AEÉ)	0,0	0,2	1,4	2,3	2,8	3,3
	Déplacement de la charge (DC)	0,0	0,8	0,9	1,1	1,2	1,3
	Substitution de la charge par la production privée (SCPP)	0,0	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
	Charge interruptible à capacité (CIC)	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,9
Équilibre	Prévision de la charge garantie (PCG)	22,4	25,2	26,8	30,0	31,8	33,9
	Réseau projeté – Puissance garantie (RP–PG)	23,2	25,8	27,1	30,0	32,3	34,3
Solutions d'accroissement de l'offre	Électricité d'origine fossile (ÉF)	0,0	0,0	0,0	1,5	3,0	7,5
	Électricité d'origine nucléaire (ÉNU)	0,0	0,0	0,0	0,7	2,0	4,3
	Achats auprès de services publics (ASP)	0,0	0,0	0,2	0,8	0,8	0,8
	Énergie hydraulique (ÉHY)	0,0	0,02	0,9	1,5	1,8	2,3
	Achats auprès du secteur privé (ASP)	0,0	0,3	0,8	0,9	1,1	1,2
	Réseau en place – Puissance garantie (REP–PG)	23,2	25,5	25,5	25,0	22,8	18,5
	Mises hors service*	0,0	0,0	0,0	0,8	2,3	7,8
Besoins à satisfaire	Besoins supplémentaires à satisfaire (BSS)	0,0	1,4	4,7	9,5	14,1	21,3
	Réductions de la demande dans le cadre du Plan	0,7	1,7	3,4	4,5	5,2	5,9
	Accroissements de l'offre dans le cadre du Plan*	0,0	0,3	1,7	4,9	9,5	15,8
	Total global du Plan	0,7	2,0	5,0	9,4	14,7	21,7

Remarque : Toutes les solutions d'accroissement de l'offre sont exprimées en puissance garantie.



Le Plan des ressources hydrauliques prévoit de nouveaux aménagements comme celui de la Mattagami.

sera possible de rectifier, sans conséquences économiques graves, les trois plans de l'offre et de la demande en repoussant l'échéance de certains des engagements de production. Par contre, si les résultats sont inférieurs aux prévisions et que la croissance se déroule selon la courbe prévisionnelle médiane, il sera possible de corriger les trois plans en implantant certaines des solutions de rechange prévues pour assurer une croissance supérieure. Cependant, dans le cas d'une croissance supérieure et de résultats inférieurs, les trois plans nécessiteront des solutions complémentaires de celles mises en oeuvre dans le cadre des plans de l'offre et de la demande.

L'incertitude des prix des combustibles représente un autre exemple de la souplesse du plan. Le total des coûts afférents au plan demeure assez peu vulnérable aux fluctuations des prix du charbon, de l'uranium et du gaz naturel. Une montée du prix de l'uranium n'a que de faibles répercussions sur le coût

Figure 17–16 **Représentation synoptique du plan 15** Puissance garantie

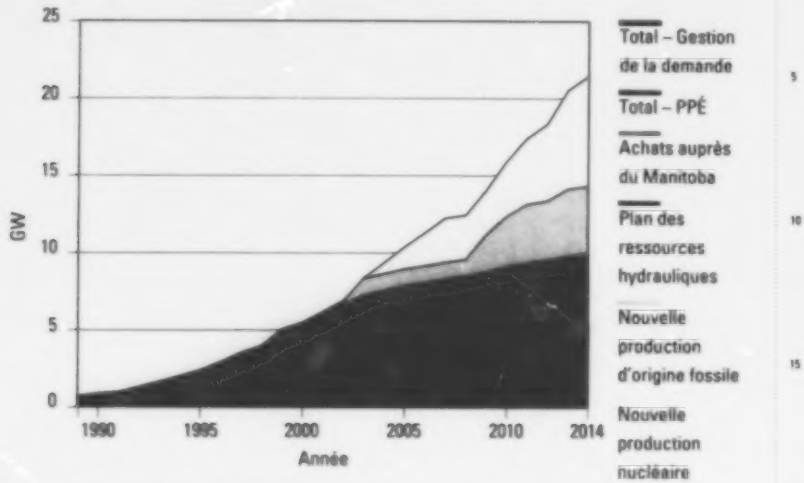


Figure 17–17 **Représentation synoptique du plan 22** Puissance garantie

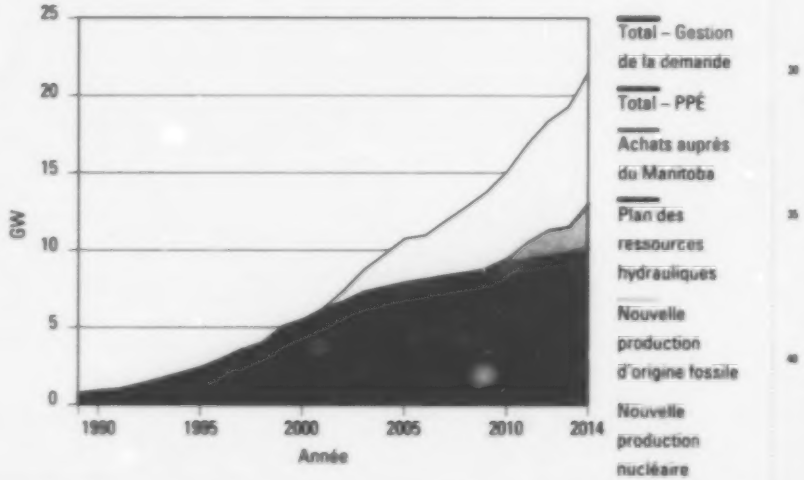
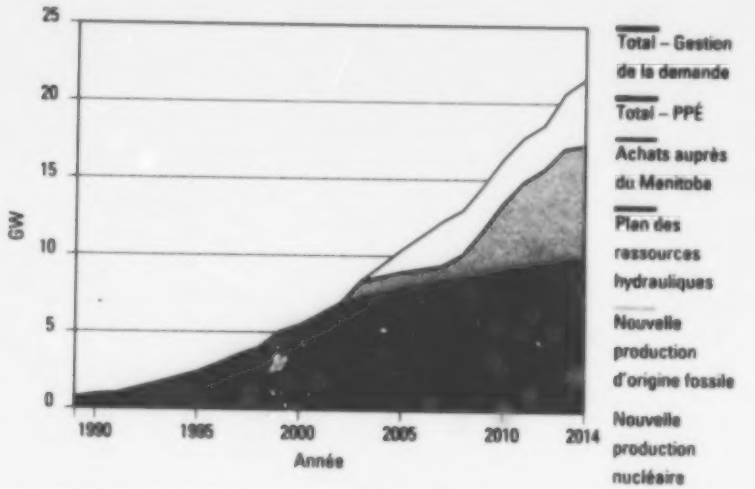


Figure 17–18 **Représentation synoptique du plan 24** Puissance garantie



du kilowatt nucléaire si l'on considère la charge de base; le doublement du coût de l'uranium fait monter le coût total d'environ 5 %. En revanche, l'évolution des prix du charbon peut faire sensiblement diminuer ou augmenter le prix de l'électricité. Toutefois, les prix du charbon sont traditionnellement assez stables et devraient le rester à l'avenir. Les prix du mazout et du gaz naturel sont par contre beaucoup plus élevés que le prix du charbon et sont nettement plus incertains à long terme. C'est pourquoi les trois plans de l'offre et de la demande prévoient la mise en oeuvre de groupes à turbines à combustion qu'il est possible de convertir en installations CC et CCGI, afin d'assurer une certaine souplesse face à la hausse des prix du gaz naturel.

Même s'ils tiennent compte de nombreuses incertitudes, les plans ne peuvent prendre en compte l'adoption de règlements plus rigoureux en matière d'émissions acides et (ou) d'une réglementation portant sur l'effet de serre. Le plan 24 (à prépondérance fossile) de l'offre et de la demande présente, sur ces derniers points, le moins de souplesse. Il ne respecte en effet, selon la courbe prévisionnelle inférieure, que le niveau de rejets de CO_2 proposé par le gouvernement canadien et possède en outre la marge de manoeuvre la plus restreinte en regard de la réglementation actuelle relative aux rejets de CO_2. Par rapport aux deux mêmes points, le plan 22 (à prépondérance nucléaire) offre toutefois le plus de souplesse.

On estime donc, globalement, que le plan 15 de l'offre et de la demande est le plus souple, puisqu'il permet, selon les circonstances, de passer au plan à prépondérance nucléaire ou au plan à prépondérance fossile.

Les plans sont bien équilibrés

Chacun des plans possibles de l'offre et de la demande est équilibré pour ce qui est de :

- la satisfaction des besoins de la clientèle par des solutions de rechange pour l'offre et la demande;
- la prise en compte des attentes et des valeurs des clients en matière de fiabilité, de tarification modérée et de protection de l'environnement; et
- l'aménagement d'un vaste ensemble de solutions de rechange pour l'offre et la demande, dont chacune permet, par un apport important, de combler les besoins en électricité de la clientèle.

Le plan 15 de l'offre et de la demande est le plus équilibré si l'on considère, d'une part, les apports des solutions de rechange pour l'offre et pour la demande et, d'autre part, la répartition des différents modes de production.

Les Figures 17–16, 17–17 et 17–18 illustrent l'apport des différentes solutions à chacun des plans possibles pour les 25 années de la période du Plan.

COMPARAISON DES PLANS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

Aucun des trois plans de l'offre et de la demande n'est, à tous égards, le meilleur. Il n'existe d'ailleurs pas de différences marquées entre les trois plans. Le lecteur trouvera ci-après une comparaison des trois plans et un exposé des motifs justifiant le choix du plan 15 comme Plan proposé.

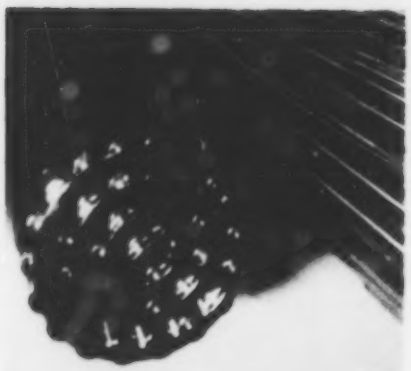
Coûts des plans sur 25 ans : Le plan 15 présente le coût le plus faible, soit, en valeur actuelle, 365 M$ de plus que le plan 22 et 187 M$ que le plan 24 (Figure 15–51).

Coûts après 2014 : Le coût à long terme du plan 15 est beaucoup plus faible que celui des plans 22 et 24 qui, en valeur actuelle, est supérieur de 938 M$ et de 712 M$ respectivement (Figure 15–55).

Prix de l'électricité et emprunts : Le plan 24 prévoit les prix de l'électricité les plus faibles de 2003 à 2007 et les emprunts nets les moins importants de 1997 à 2003 (Figures 15–52 et 15–53). À long terme, le plan 15 offre les prix de l'électricité les moins élevés.

Émissions acides : Le plan 22 vient au premier rang pour la réduction des émissions acides, suivi du plan 15. Le plan 24 vient au dernier rang. Pour la courbe prévisionnelle médiane,

Une fois traité, l'uranium naturel est disposé en grappes de combustible pour alimenter le réacteur.



Par ses économies d'énergie, le secteur industriel est appelé à jouer un rôle prépondérant dans le cadre du plan de gestion de la demande d'Ontario Hydro.

le niveau moyen annuel d'émissions se situe, entre 2010 et 2014, à 90, 135 et 150 Gg respectivement pour les plans 22, 15 et 24 (Figure 15–30). Le plan 22 est le plus facilement adaptable à l'adoption de règlements plus rigoureux et le plan 24 l'est le moins.

Rejets de CO_2 : Les ministres canadiens envisagent de porter le niveau des rejets de CO_2 d'Ontario Hydro à 24 téragrammes par année d'ici à 2005. Il est cependant fort possible que le niveau réel soit fixé à une valeur moindre et que la date d'entrée en vigueur soit avancée. Le plan 22 prévoit le niveau d'émissions le plus faible. Il respecte, selon les courbes prévisionnelles inférieure et médiane, les chiffres avancés par le gouvernement canadien, et les atteint presque selon la courbe prévisionnelle supérieure. Le plan 15 correspond à ces chiffres pour les courbes inférieure, médiane et – sauf de 2005 à 2009 – supérieure. Le plan 24, par contre, n'est pas conforme à ces chiffres pour les courbes médiane et supérieure.

Balance commerciale : À long terme (2040), le plan 22 assure la balance commerciale la plus favorable, soit 1 milliard de dollars (à la valeur actuelle de 1989) de plus que le plan 15. Le plan 24 assure la balance commerciale la moins favorable, soit 300 millions de dollars (à la valeur actuelle de 1989) de moins que le plan 15.

Radioactivité : Les inquiétudes soutenues du public au sujet de la sûreté des réacteurs et de l'évacuation des déchets radioactifs constituent un facteur social de rejet. Le plan 22 prévoit le plus grand nombre de centrales nucléaires et le plan 24, le plus petit nombre.

Diversité : Sur le plan de la diversité, le réseau en place ne diffère pas, dans ses grandes lignes, du réseau projeté si l'on considère les trois plans de l'offre et de la demande.

Harmonisation des ressources : Selon les courbes prévisionnelles médiane et supérieure, les plans 15, 22 et 24 permettent de conserver une capacité acceptable en matière de conception, de fabrication, de construction et d'exploitation de centrales aussi bien nucléaires que fossiles. Selon la courbe prévisionnelle supérieure, le programme nucléaire est considérablement freiné, ce qui entraîne des conséquences défavorables pour le maintien de la solution CANDU.

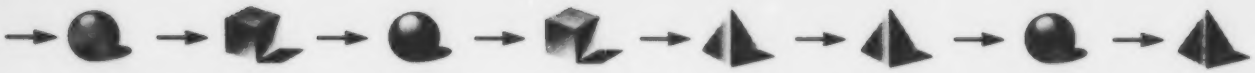
Retards d'approbation : Le plan 24 est moins vulnérable aux retards d'approbation que les autres plans de l'offre et de la demande, car il comporte, aux stades de la préparation, les solutions nucléaire et fossile; si une solution est retardée, l'autre permet de faire l'appoint.

Plan proposé de l'offre et de la demande

Le plan 15 de l'offre et de la demande est retenu comme Plan proposé, puisqu'il assure l'équilibre entre les impératifs quantitatifs et qualitatifs. Le Plan proposé intègre des solutions pour l'offre et la demande qui satisfont aux prévisions des besoins en électricité, tout en offrant des approvisionnements fiables, à coût modéré et dans le respect de l'environnement.

Le plan 15 de l'offre et de la demande est le plus rigoureux et le plus souple des trois plans possibles parce qu'il permet le mieux de faire face aux incertitudes de l'avenir sans nuire aux livraisons d'électricité.

Le plan 15 de l'offre et de la demande est proposé pour assurer un équilibre énergétique au cours des 25 prochaines années. ▲



Chapitre 3
Prévision de la charge de base

Chapitre 4
Le réseau en place

Chapitre 5
Besoins de solutions nouvelles

Chapitre 6
Principes de calcul des coûts et coûts d'électricité épargnés

Chapitre 7
Plan de gestion de la demande

Chapitre 8
Plan de production privée d'électricité

Chapitre 9
Prévisions de la charge primaire et de la charge garantie

Chapitre 10
Plan de remise en état

Chapitre 11 Besoin de nouvelles sources d'approvisionnement
Chapitre 12 Plan des ressources hydrauliques
Chapitre 13 Besoin de sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 14 Sources majeures d'approvisionnement
Chapitre 15 Principaux plans d'approvisionnement
Chapitre 16 Calcul des coûts épargnés
Chapitre 17 Plans de l'offre et de la demande
Chapitre 18 Plans d'action

18 PLANS D'ACTION

Un plan d'action est un ensemble de mesures à prendre en temps opportun pour mettre en oeuvre un plan possible de l'offre et de la demande d'énergie afin de répondre aux besoins futurs de l'Ontario en électricité.

Le présent chapitre explique comment s'élabore un plan d'action et présente le détail des plans d'action de l'offre et de la demande correspondant au Plan proposé n° 15 et aux plans de rechange n°s 22 (à prépondérance nucléaire) et 24 (à prépondérance fossile).

Élaboration d'un plan d'action

La date de mise en service d'un groupe de production est la date où l'on prévoit qu'il commencera à produire de l'électricité de façon fiable. La période précédant la date de mise en service est appelée délai de mise en production†. Le délai de mise en production comporte deux volets : le délai de définition et le délai de lancement, comme l'indique la Figure 18–1.

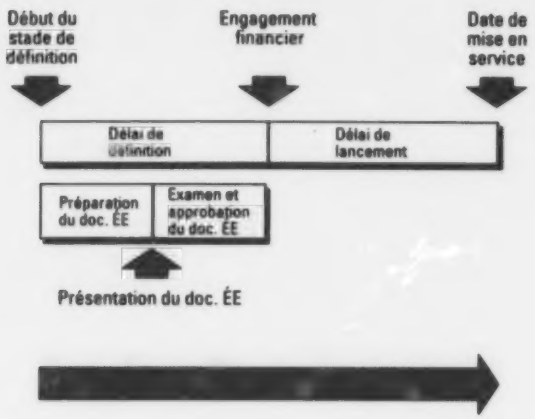
Le délai de définition est le temps nécessaire à l'établissement des caractéristiques de la planification, à l'évaluation des coûts du projet, à la pré-ingénierie, à la préparation, à la présentation et à l'examen du document sur l'évaluation environnementale ainsi qu'à l'obtention de toutes les approbations nécessaires à l'engagement financier. Le délai de lancement, période comprise entre l'engagement financier et la date de mise en service du premier groupe, est le temps nécessaire à toutes les activités de conception, de construction et de mise en service.

Le pourcentage des dépenses en capital engagées pendant le stade de définition† est faible (ordinairement de 3 % à 7 %) mais celui des dépenses engagées pendant le stade de lancement est élevé. Par conséquent, il est souhaitable d'écourter le stade de lancement†, ce qui réduit les frais d'intérêt pendant la construction. Un stade de lancement bref présente en outre, au moment de l'engagement financier, l'avantage de réduire l'incertitude relative à l'importance de la charge à la date de mise en service; cette précaution permet de procéder à l'engagement financier au moment adéquat afin de réduire les coûts au minimum tout en répondant à la demande de façon fiable.

Toutefois, afin de maintenir la fiabilité de la production d'électricité, on doit également prévoir un stade de lancement réaliste.

Les délais de mise en production des grandes solutions de rechange pour l'accroissement de l'offre sont établis à la Figure 15–6 du chapitre 15. Ces délais de mise en production sont présentés sous forme de plage, compte tenu des facteurs propres au projet, notamment l'implantation (emplacement existant ou nouveau) et les approbations nécessaires. On choisit un délai de mise en production précis pour chaque solution. En déduisant ce délai de mise en production de la date de mise en service, on obtient la date à laquelle le stade de définition doit commencer. En déduisant le délai de lancement de la date de mise en service, on obtient la date de l'engagement financier. De même, on obtient la date de présentation du document sur l'évaluation environnementale (ÉE) en déduisant le délai d'examen et d'approbation de ce document de la date de l'engagement financier.

Figure 18–1 **Solutions de rechange pour l'accroissement de l'offre – Délais de mise en production**



Comme l'énonce la Stratégie de planification de l'offre et de la demande (élément 2.2.4), la préparation des solutions (stade de définition) s'effectue assez tôt pour respecter la courbe prévisionnelle supérieure tout en épargnant les coûts d'un engagement financier prématuré.

Le plan d'action prévoit les installations à l'égard desquelles il y a lieu de présenter un document sur l'évaluation environnementale avant le 31 décembre 1996, compte tenu de la courbe prévisionnelle supérieure. Si la tendance de la courbe réelle est inférieure à ces prévisions, l'engagement financier sera reporté en fonction du moment adéquat.

Plans d'action

Les plans d'action liés au Plan proposé et aux deux plans de rechange de l'offre et de la demande sont établis aux Figures 18–2, 18–3 et 18–4. Il est indiqué que les plans prioritaires (gestion de la demande, production privée d'électricité et remise en état) demeurent en vigueur pendant toute la période de planification. Les plans d'action liés aux plans prioritaires de production hydroélectrique et d'accroissement de l'offre figurent également sur ces tableaux. ▲

Plan de gestion de la demande		Mise en oeuvre prioritaire			En permanence				
Plan de remise en état		Mise en oeuvre prioritaire			En permanence				
		Début du		Engagement financier			Date de mise en service		
Achat au Manitoba (sans égard à la croissance)	1 000	–	–		–		1998	1998	1998
Little Jackfish	132	En cours	En cours	1992	1992	1992	1996	1996	1996
Big Chute	10	En cours	1990	1991	1991	1991	1993	1993	1993
Smoky Falls	182	En cours	1990	1992	1992	1992	1995	1995	1995
Little Long	61	En cours	1990	1992	1992	1992	1996	1996	1996
Canyon/Otter/Nine Mile	932	1991	1994	1996	1996	1996	2000	2000	2000
Remise en service									
GTC/NC A	672	En cours	1990	–	–	1991	–	–	1993
CANDU A	3 524	1990	1991	2001	1995	1993	2008	2003	2002
GTC/CC A	1 008	1994	1996	2005	1998	1998	2008	2001	2001

* Début de la remise en état

Planification de l'offre et de la demande

Plan de rechange n° 22 : prédominance nucléaire

Solution	Mesure à prendre	Durée
Plan de gestion de la demande	Mise en oeuvre prioritaire	En permanence
Plan de PPÉ	Mise en oeuvre prioritaire	En permanence
Plan de remise en état	Mise en oeuvre prioritaire	En permanence

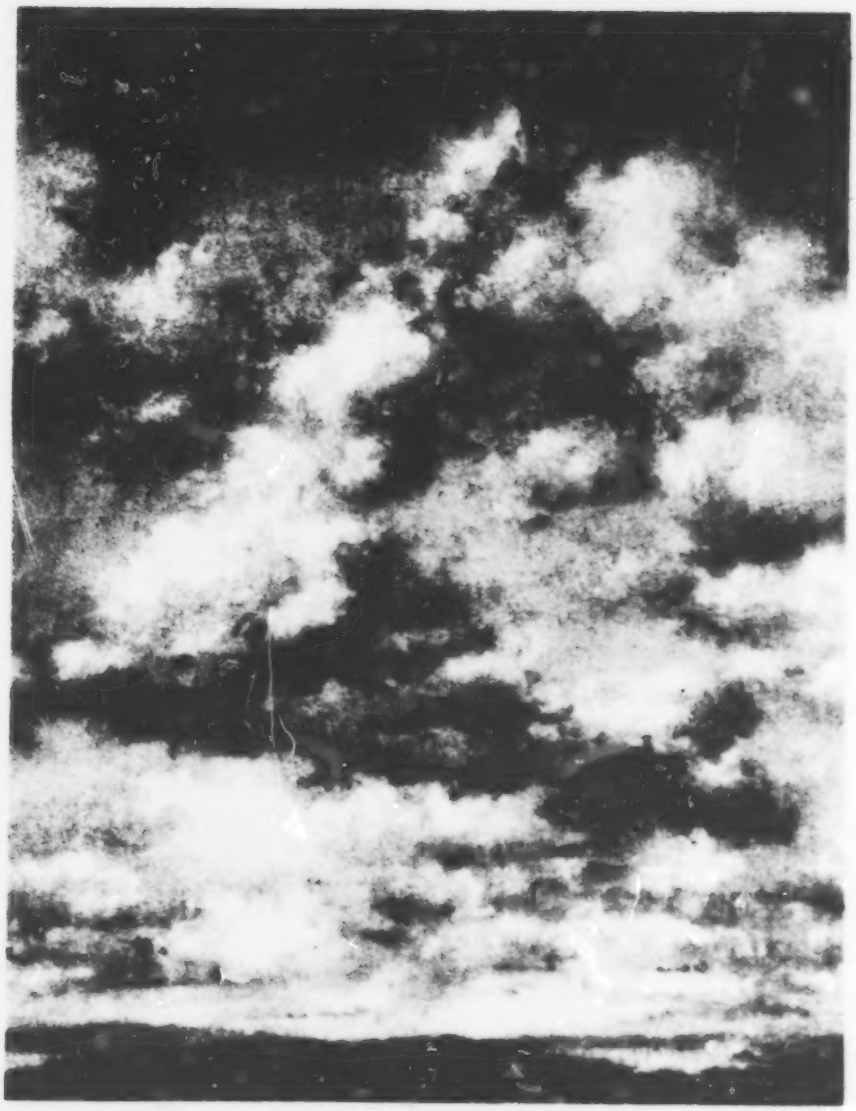
Solution	Puissance MW	Début du stade de définition	Présentation du doc. ÉE	Engagement financier Courbe prévisionnelle Inf.	Méd.	Sup.	Date de mise en service du premier groupe Inf.	Méd.	Sup.
Achat au Manitoba (sans égard à la croissance)	1 000	–	–		–		1998	1998	1998
[illegible]	1 [illegible]	En cours	1991	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]									
Little Jackfish	132	En cours	En cours	1992	1992	1992	1996	1996	1996
[illegible]	6	En cours	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Big Chute	10	En cours	1990	1991	1991	1991	1993	1993	1993
[illegible]	[illegible]	En cours	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Smoky Falls	182	En cours	1990	1992	1992	1992	1995	1995	1995
[illegible]	[illegible]	En cours	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Little Long	61	En cours	1990	1992	1992	1992	1996	1996	1996
[illegible]	[illegible]	En cours	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Canyon/Otter/Nine Mile	932	1991	1994	1996	1996	1996	2000	2000	2000
Remise en service									
[illegible]	[illegible]	–	–	–	*[illegible]		–	–	[illegible]
[illegible]									
GTC/NC A	672	En cours	1990	–	–	1991	–	–	1993
[illegible]	[illegible]	En cours	[illegible]	–	–	[illegible]	–	–	[illegible]
CANDU A	3 524	1990	1991	1999	1993	1993	2007	2001	2001
[illegible] A	2 [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
CANDU B	3 524	1992	1994	2002	1998	1997	2010	2006	2005

*[illegible]

[illegible]	[illegible]	[illegible]
Plan de gestion de la demande	Mise en oeuvre prioritaire	En permanence
[illegible]	[illegible]	[illegible]
Plan de remise en état	Mise en oeuvre prioritaire	En permanence

[illegible]	[illegible]	Début du [illegible]	[illegible]	Engagement financier [illegible]			Date de mise en service [illegible]		
				[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Achat au Manitoba (sans égard à la croissance)	1 000	–	–		–		1998	1998	1998
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]									
Little Jackfish	132	En cours	En cours	1992	1992	1992	1996	1996	1996
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Big Chute	10	En cours	1990	1991	1991	1991	1993	1993	1993
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Smoky Falls	182	En cours	1990	1992	1992	1992	1995	1995	1995
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Little Long	61	En cours	1990	1992	1992	1992	1996	1996	1996
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Canyon/Otter/Nine Mile	932	1991	1994	1996	1996	1996	2000	2000	2000
Remise en service									
[illegible]	[illegible]	–	–	–		*[illegible]	–	–	[illegible]
[illegible]									
GTC/NC A	672	En cours	1990	–	–	1991	–	–	1993
[illegible]	[illegible]	En cours	[illegible]	–	–	[illegible]	–	–	[illegible]
CANDU A	3 524	1990	1991	2001	1995	1993	2009	2003	2002
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
GTC/CCGI B	1 008	1994	1996	2009	2005	1998	2012	2008	2001
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

* *Début de la remise en état*



19 APPROBATIONS

Selon la loi, Ontario Hydro a la responsabilité de répondre aux besoins de l'Ontario en électricité. Les trois plans possibles de l'offre et de la demande visent à répondre à ces besoins conformément à des critères de planification approuvés.

Le chapitre 18 définit les plans d'action liés aux trois plans possibles. Chaque plan d'action comprend un programme précis portant sur la nécessité et la justification de nouvelles installations de production d'électricité.

Ontario Hydro a besoin d'un programme souple en raison des incertitudes liées aux divers éléments du Plan de l'offre et de la demande. Si, par exemple, la charge est supérieure à la courbe prévisionnelle médiane, il faut prendre immédiatement des mesures pour maintenir une production fiable. De même, si la charge est inférieure à la courbe prévisionnelle médiane ou si l'apport attribuable à la gestion de la demande et à la production privée est plus élevé que prévu, on peut différer la décision de construire d'importantes installations de production.

Objectif général

L'objectif général est d'assurer la permanence et la fiabilité du service électrique offert à l'Ontario, conformément à la Stratégie de planification de l'offre et de la demande approuvée en mars 1989 par le conseil d'administration d'Ontario Hydro.

Objectifs particuliers

Les objectifs particuliers du programme sont les suivants :

- faire approuver la nécessité et la justification d'installations de transport, y compris l'achat d'électricité à l'extérieur de l'Ontario;
- faire approuver la nécessité et la justification de l'établissement, en Ontario, d'un nombre donné de centrales de type précis, y compris des installations de transport radial, selon un calendrier relatif à la demande d'électricité à laquelle Ontario Hydro doit répondre;
- obtenir toutes les approbations nécessaires à la production et au transport radial d'électricité, de façon logique, complète et uniforme; et
- obtenir des approbations qui permettront, lors de demandes ultérieures, de ne pas répéter l'examen de certains aspects de la planification.

L'entreprise

Selon le présent document sur l'évaluation environnementale, l'entreprise comprend les éléments précis du Plan de l'offre et de la demande et constitue un programme à l'égard d'activités visant à répondre aux besoins futurs en électricité.

Le programme soumis à l'approbation ne représente qu'une partie des résultats de la planification intégrée qui a permis de reconnaître les plans possibles pour l'offre et la demande. Les éléments du plan qui ne figurent pas dans le programme n'ont pas besoin d'être approuvés ou ne sont pas soumis à l'approbation dans la présente demande.

Demande d'approbation – Programme lié au Plan proposé n° 15 de l'offre et de la demande

En termes précis, Ontario Hydro recommande l'approbation du programme suivant :

1. La nécessité et la justification de l'établissement d'installations de transport pour incorporer l'électricité achetée au Manitoba.

2. La nécessité et la justification de l'implantation en Ontario des installations de production suivantes, liées au Plan proposé n° 15.

Hydroélectricité	
Big Chute	10
Smoky Falls	182
Little Long	61
Niagara	550
Otter Rapids	174
GTC/CC – A	
GTC/CCGI – A	
CANDU A	3 524

Afin d'éviter la répétition, il sera nécessaire de coordonner l'approbation de la présente demande et celle de programmes hydroélectriques particuliers.

3. La nécessité et la justification de l'utilisation, sur des sites existants, de turbines à combustion non convertibles au cycle combiné ou au CCGI, à titre de source de production à court délai de mise en production afin de répondre, au besoin, à la demande d'électricité.

GTC/NC – A	672

4. La nécessité et la justification de l'établissement de lignes de transport radiales afin de relier les installations de production susmentionnées au réseau de transport d'Ontario Hydro.

Programme lié au plan de rechange n° 22 de l'offre et de la demande

Le programme lié au plan possible n° 22 constitue une méthode de rechange pour réaliser l'entreprise. En termes précis, ce programme de rechange comprend les éléments suivants :

1. La nécessité et la justification de l'établissement d'installations de transport pour incorporer l'électricité achetée au Manitoba.

2. La nécessité et la justification de l'implantation en Ontario des installations de production suivantes, liées à la présente méthode de rechange.

Installations	Puissance prévue (MW)
Hydroélectricité	
Lac Seul	5
Big Chute	10
Kipling	88
Smoky Falls	182
Harmon	88
Little Long	61
Little Jackfish	132
Niagara	550
Abitibi Canyon	488
Otter Rapids	174
Mine Mills Rapids	355

Afin d'éviter la répétition, il sera nécessaire de coordonner l'approbation de la présente demande et celle de programmes hydroélectriques particuliers.

Combustible fossile	
GTC/CCGI – A	
Phase 1 – Cogénérateur – GTC	2 [illegible]
Phase 2 – Cogénérateur – cycle combiné	2 [illegible]
(Phase 1 complétée)	
Phase 2 – Chaleur – cycle combiné de gazéification intégrée	2 [illegible]
(Phases 1 et 2 complétées)	

Énergie nucléaire	
CANDU A	3 524
CANDU B	3 524

3. La nécessité et la justification de l'utilisation, sur des sites existants, de turbines à combustion non convertibles au cycle combiné ou au CCGI, à titre de source de production à court délai de mise en production afin de répondre, au besoin, à la demande d'électricité.

GTC/NC – A	672
GTC/NC – B	672

4. La nécessité et la justification de l'établissement de lignes de transport radiales afin de relier les installations de production susmentionnées au réseau de transport d'Ontario Hydro.

Programme lié au plan de rechange n° 24 de l'offre et de la demande

Le programme lié au plan possible n° 24 constitue une autre méthode de rechange pour réaliser l'entreprise. En termes précis, ce programme de rechange comprend les éléments suivants :

1. La nécessité et la justification de l'établissement d'installations de transport pour incorporer l'électricité achetée au Manitoba.

2. La nécessité et la justification de l'implantation en Ontario des installations de production suivantes, liées à la présente méthode de rechange.

Installations	Puissance prévue (MW)
Hydroélectricité	
Lac Gibson	**5**
Big Chute	10
Kipling	**9**
Smoky Falls	182
Harmon	**8**
Little Long	61
Little Jackfish	**132**
Niagara	550
Abitibi Canyon	**4**
Otter Rapids	174
Nine Mile Rapids	**28**
Combustible fossile	
GTC/CCGI – A	
Phase 1 – Gazéification – GTC	**2 8**
Phase 2 – Gazéification – cycle combiné	**2 8**
(Phase 1 comprise)	
Phase 3 – Charbon – cycle combiné de gazéification intégrée	**2 8**
(Phases 1 et 2 comprises)	
GTC/CCGI – B	
Phase 1 – Gazéification – GTC	**1 8**
Phase 2 – Gazéification – cycle combiné	**1 4**
(Phase 1 comprise)	
Phase 3 – Charbon – cycle combiné de gazéification intégrée	**1 4**
(Phases 1 et 2 comprises)	
Cycle ordinaire de production de la vapeur (COPV-charbon) – A	2 964
Énergie nucléaire	
CANDU A	**3 5**

3. La nécessité et la justification de l'utilisation, sur des sites existants, de turbines à combustion non convertibles au cycle combiné ou au CCGI, à titre de source de production à court délai de mise en production afin de répondre, au besoin, à la demande d'électricité.

GTC/NC – A	672
GTC/NC – B	**672**

4. La nécessité et la justification de l'établissement de lignes de transport radiales afin de relier les installations de production susmentionnées au réseau de transport d'Ontario Hydro.

Processus d'approbation

Conformément aux objectifs du programme, Ontario Hydro a entrepris les études nécessaires afin de justifier l'implantation, sur des sites et des emprises particuliers, des installations visées par la présente demande d'approbation. Afin de permettre de procéder sans délai à l'évaluation de projets particuliers, des études sur le terrain sont actuellement en cours afin de repérer, d'évaluer et de choisir les sites et les emprises. Les emplacements à envisager relativement aux divers programmes de production fossile et nucléaire comprendront au moins les emplacements suivants :

GTC/NC

Turbines à combustion à gaz ou au mazout, non convertibles

- Hearn
- Keith
- Lakeview
- Lambton
- Lennox A
- Nanticoke

GTC/CC

Turbines à combustion à gaz ou au mazout, convertibles au cycle combiné

- Hearn
- Keith

GTC/CCGI

Turbines à combustion à gaz ou au mazout, convertibles au cycle combiné ainsi qu'au cycle combiné de gazéification intégrée (alimentation au charbon)

- Lennox B
- Weslevville
- Région du Chenal nord
- Réaménagement de Keith
- Réaménagement de Lakeview
- Réaménagement de Lambton

Cycle ordinaire de production de la vapeur (charbon)

- Lennox B
- Weslevville
- Région du Chenal nord
- Réaménagement de Lakeview
- Réaménagement de Lambton

CANDU

- Darlington B
- Bruce C
- Weslevville
- Région du Chenal nord

L'évaluation des projets visera à assurer que l'emplacement et la mise en œuvre des éléments du programme approuvé respectent l'environnement. Lors de l'évaluation des projets, on ne reviendra pas sur les aspects de la planification établis à la suite de la présente demande.

ANNEXE A

Stratégie de planification de l'offre et de la demande

(mars 1989)

EXTRAIT DU RAPPORT 666D SP
2.0 DIRECTIONS STRATÉGIQUES PRIORITAIRES

La Stratégie de planification de l'offre et de la demande repose sur cinq engagements fondamentaux :

1. Ontario Hydro accordera une priorité élevée à l'entretien, à la remise à neuf et à la rénovation des installations existantes de production et de transport afin d'améliorer leur rendement, leur efficacité et leur fiabilité tout en respectant des normes élevées de protection de l'environnement.

2. Ontario Hydro accordera la priorité à la gestion de la demande pour réduire la croissance de la charge par le biais d'une amélioration de l'efficacité énergétique et du déplacement de la charge. Elle mettra activement en place les solutions de gestion de la demande qui contribuent à la prestation d'un service électrique à faible coût pour les clients. La collaboration des services municipaux d'électricité, des clients, des gouvernements et de l'industrie de l'électricité sera essentielle à la réussite des programmes de gestion de la demande.

3. Ontario Hydro accordera une priorité élevée à la production privée d'électricité à titre de solution permettant de réduire le besoin de nouvelles ressources. Elle accordera la préférence aux ressources renouvelables comme les petites centrales hydroélectriques et les centrales qui traitent les déchets de bois. Aux technologies traditionnelles, elle préférera les centrales à combustible fossile utilisant un procédé de production mixte à haut rendement énergétique.

4. Ontario Hydro accordera une priorité élevée à l'aménagement méthodique du potentiel hydroélectrique économique restant, reconnaissant qu'il s'agit d'une ressource renouvelable mais non illimitée.

5. Ontario Hydro prévoira des solutions pour de nouvelles installations importantes de production afin de faire face à la croissance de la demande et de compenser le remplacement des centrales vieillissantes, et ce, dans le but de continuer d'assurer un service électrique fiable. Les grandes solutions de rechange pour l'accroissement de l'offre sont la filière nucléaire CANDU, les combustibles fossiles et les achats de puissance garantie au Manitoba et au Québec.

La Stratégie de planification de l'offre et de la demande répond le mieux aux besoins futurs de l'Ontario en électricité et assurera la souplesse nécessaire pour faire face aux incertitudes de l'avenir.

Directions stratégiques prioritaires

- Maintenir en bon état et améliorer les installations existantes et planifiées.
- Mettre activement en place des solutions économiques de gestion de la demande.

• Encourager la production privée d'électricité.
• Aménager le potentiel hydroélectrique existant de façon méthodique.
• Prévoir des grandes solutions pour l'accroissement de l'offre.

STRATÉGIE GLOBALE

4.0 Stratégie de planification de l'offre et de la demande

Chaque plan annuel de l'offre et de la demande sera élaboré en fonction des principes stratégiques suivants :

1.0 Principes stratégiques généraux

1.1 L'objectif principal des programmes de l'offre et de la demande est de contribuer à la satisfaction des clients.

1.2 La fiabilité est primordiale.

1.3 Le coût modéré du service d'électricité offert au client est essentiel.

1.4 Ontario Hydro doit jouer un rôle de chef de file en matière de protection de l'environnement et accroître les retombées sociales positives de ses activités.

1.5 Les tarifs doivent continuer d'être fondés sur les coûts.

1.6 Ontario Hydro doit faire preuve d'assez de souplesse pour faire face aux incertitudes et assurer ainsi un service électrique continu.

1.7 Les critères de base à respecter lors de l'évaluation et de l'élaboration des plans recommandés sont les suivants :
• la satisfaction de la clientèle
• les normes de fiabilité
• les exigences et les normes de sécurité
• les exigences et les normes environnementales
• le coût modique du service électrique
• l'acceptation par le public
• la faisabilité technique
• la souplesse

1.8 On tiendra également compte de certains critères secondaires en raison de leur incidence sur les plans recommandés; ces critères secondaires sont les suivants :
• les préférences en matière de ressources
• la diversité
• l'harmonisation des ressources
• l'environnement
• la sécurité du public
• les répercussions économiques
• les autres facteurs sociaux

Lors de l'élaboration des plans, on accordera à ces critères le degré d'importance approprié.

2.0 Stratégies générales de l'offre et de la demande

2.1 *Mesure des coûts*

2.1.1 Ontario Hydro s'efforcera de mettre au point une combinaison de solutions en matière d'offre et de demande afin d'assurer à ses clients un service électrique au coût modéré.

2.1.2 L'évaluation des coûts des solutions de l'offre et de la demande tiendra compte des coûts nécessaires pour se conformer aux exigences d'ordre social et environnemental.

2.2 *Réponse à la croissance incertaine*

2.2.1 La prévision de la charge comprendra des prévisions maximale et minimale couvrant une gamme raisonnable de conséquences possibles ainsi que la probabilité de ces conséquences.

2.2.2 Les plans doivent être assez souples pour faire face à l'éventail complet de charges comprises entre les prévisions maximale et minimale, au coût de risque le moins élevé.

2.2.3 Des solutions pour la demande seront mises en place, et des solutions pour l'offre seront prévues, dans les délais nécessaires pour répondre de façon rentable et fiable à la croissance de la charge la plus probable.

2.2.4 Les préparatifs des solutions en matière d'offre et de demande seront entrepris à temps afin de satisfaire la prévision maximale de la charge tout en évitant les coûts d'une action prématurée.

2.3 *Harmonisation des ressources*

2.3 Pour maintenir la souplesse et réduire les coûts, on envisagera d'harmoniser les ressources.

2.4 *Préférences en matière de ressources*

2.4.1 On préférera les ressources conformes aux critères de base en fonction de la nature de la source primaire d'énergie et dans l'ordre suivant :

- utilisation efficace de l'électricité, énergie renouvelable et combustibles résiduaires;
- combustibles abondants;
- combustibles rares;

et en fonction de leur origine dans l'ordre suivant :

- ressources locales ontariennes et utilisation efficace de l'électricité;
- autres ressources canadiennes;
- ressources provenant de l'étranger.

On privilégiera les procédés les plus efficaces de transformation des combustibles en électricité.

2.4.2 Lors du choix de la combinaison de solutions pour l'offre et la demande, on veillera à diversifier les sources de puissance et d'énergie.

2.5 *Consultation du public*

2.5 La consultation des clients, du public et des gouvernements continuera de faire partie intégrante du processus de planification.

3.0 Gestion de la demande

3.1 *Augmentation de l'efficacité énergétique*

3.1 Des solutions pour la réduction de la demande, par le biais d'une amélioration de l'efficacité énergétique, seront activement mises en place dans la mesure où elles sont économiques en comparaison avec les solutions pour l'offre disponibles pendant la période de planification correspondante.

3.2 *Déplacement de la charge*

3.2.1 La réduction de la puissance de pointe, obtenue en déplaçant la demande des heures de pointe vers les heures creuses, sera exploitée au maximum dans la mesure où elle est économique et qu'elle tient compte des limites du réseau.

3.2.2 Le choix entre le déplacement de la charge et le stockage de l'énergie tiendra compte des coûts et des avantages de chaque solution.

3.3 *Transfert d'électrotechnologie*

3.3 Du côté de la demande, on mettra sur pied des programmes de développement et de transfert d'électrotechnologie à l'industrie ontarienne axés sur la croissance de l'économie et la protection de l'environnement. Ces programmes devront rapporter des avantages directs à la population ontarienne; il se pourrait qu'ils augmentent la demande d'électricité.

3.4 *Collaboration avec les services municipaux d'électricité et les gouvernements*

3.4.1 La planification et la mise en place des solutions de gestion de la demande s'effectueront en étroite collaboration avec les services municipaux d'électricité.

3.4.2 On échangera des programmes d'information sur la gestion de la demande avec les gouvernements fédéral et provincial.

3.5 *Délais de mise en place de la gestion de la demande*

3.5.1 L'élaboration et la mise en place de programmes économiques de réduction de la demande devront être entreprises assez tôt pour contribuer de façon efficace à la création du meilleur équilibre possible entre l'offre et la demande.

3.5.2 Il faudra, en priorité, agir sur le marché du neuf plutôt que sur celui de la rénovation.

3.6 *Gestion de la demande – recherche et développement*
3.6.1 On accordera une priorité élevée à la recherche technique et au développement de marchés destinés à soutenir les programmes de gestion de la demande existants et planifiés afin que les solutions pour la demande puissent être mises en place efficacement et dans les délais prévus.

3.6.2 On entreprendra des programmes de recherche technique et d'essai sur le marché pour obtenir des informations sur la faisabilité de nouveaux programmes de gestion de la demande et ainsi assurer une certaine souplesse.

3.7 *Gestion de la demande – promotion et éducation*
3.7 On aura activement recours à l'éducation, à la diffusion de l'information, aux mesures de l'efficacité énergétique et à la publicité pour faire prendre conscience aux clients, entrepreneurs, promoteurs immobiliers, fournisseurs, entreprises de services liés à l'énergie et autres, des possibilités d'utilisation efficace de l'électricité.

3.8 *Gestion de la demande – formation*
3.8 Ontario Hydro collaborera avec les services municipaux, le ministère de l'Énergie de l'Ontario et d'autres membres de l'industrie pour former des personnes en techniques de gestion de la demande afin d'assurer la mise en place efficace et dans les délais prévus des programmes de gestion de la demande.

3.9 *Programmes variés de gestion de la demande*
3.9 Afin d'encourager la participation du public, Ontario Hydro offrira divers programmes de gestion de la demande couvrant toutes les catégories de clients et un grand nombre d'applications.

3.10 *Gestion de la demande par les tarifs*
3.10.1 Les tarifs généraux seront basés sur les coûts moyens.

3.10.2 Les tarifs pourront varier en fonction de l'heure d'utilisation afin d'encourager les clients à déplacer la charge en dehors des heures de pointe.

3.10.3 On pourrait implanter des tarifs spéciaux dans les cas de conditions inhabituelles de service afin de gérer la demande dans des buts précis.

3.10.4 Les tarifs spéciaux devront au moins rembourser les coûts supplémentaires engagés pour fournir l'électricité vendue à ces tarifs.

3.11 *Encouragements financiers pour la gestion de la demande*
3.11.1 Les incitatifs devront être assez élevés pour encourager la concrétisation d'une grande partie des avantages pouvant être offerts à l'ensemble des clients.

3.11.2 Les clients participants qui reçoivent des avantages directs devront contribuer largement aux coûts.

3.11.3 Le niveau d'encouragements devrait être acceptable pour l'ensemble des clients.

3.11.4 Les encouragements financiers devront être basés sur les avantages pendant la durée de vie de l'option; on pourra accorder des prêts et des subventions au cours des premières années afin d'accroître les avantages pour les clients.

3.12 *Normes de rendement énergétique*
3.12 Ontario Hydro collaborera avec les gouvernements, l'industrie et les clients en vue d'élaborer, à l'égard des bâtiments, des appareils électriques, etc., des normes précisant les meilleurs niveaux de rendement énergétique généralement acceptables.

3.13 *Autres obstacles*
3.13 Ontario Hydro s'emploiera à reconnaître les divers autres obstacles à l'amélioration du rendement énergétique et collaborera avec les autres parties afin de réduire ou d'éliminer ces obstacles.

3.14 *Gestion de la demande – mesure des progrès et des résultats*

3.14 Ontario Hydro mettra sur pied un système permettant de mesurer avec précision les résultats des programmes de gestion de la demande avec incitatifs.

4.0 Production privée d'électricité

4.1 *Tarifs et encouragements*

4.1.1 Les tarifs d'achat d'électricité aux producteurs privés et les encouragements aux programmes de production privée seront alignés sur le coût épargné pour l'ensemble du réseau.

4.1.2 Les tarifs et les encouragements relatifs à la production privée pourront varier car le coût épargné dépend de nombreux facteurs, dont la fiabilité, le moment et le lieu des livraisons.

4.1.3 Ontario Hydro informera régulièrement les producteurs privés éventuels des besoins en production privée, lancera des appels d'offres en vue de répondre à ces besoins et négociera les contrats avec les fournisseurs dont les propositions pourraient répondre à la demande de façon satisfaisante.

4.1.4 Ontario Hydro établira des tarifs standard pour les achats de production privée d'une capacité égale ou inférieure à cinq mégawatts. Les tarifs standard relatifs à l'hydroélectricité ou aux autres ressources renouvelables seront fixés d'après le coût épargné global.

4.2 *Collaboration avec les gouvernements et l'industrie*

4.2.1 Ontario Hydro collaborera avec les gouvernements, le secteur de la production privée d'électricité et toute autre partie intéressée afin d'assurer, de façon efficace et en temps opportun, la mise sur pied de programmes économiques de production privée.

4.2.2 Ontario Hydro collaborera avec le secteur de la production privée d'électricité et les organismes de réglementation compétents afin de favoriser l'approbation, en temps opportun, de programmes de production privée qui respectent l'environnement.

4.2.3 Ontario Hydro collaborera avec le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario pour l'acquisition et l'aménagement de sites hydroélectriques. Lorsqu'un site ne présentera aucun intérêt pour Ontario Hydro, celle-ci en informera promptement le ministère afin que le site soit mis à la disposition d'autres parties intéressées.

5.0 Options pour l'offre

5.1 *Offre générale*

5.1.1 On obtiendra une augmentation importante de l'offre en utilisant un certain nombre de solutions économiques afin de répondre aux besoins après avoir tenu compte des résultats attendus de la gestion de la demande et de la production privée. Parmi les nombreuses solutions qui seront envisagées figurent l'hydroélectricité, la filière nucléaire CANDU, le charbon, le gaz naturel, le mazout et les achats auprès des sociétés voisines.

5.1.2 En évaluant les solutions pour l'offre, on tiendra compte de la disponibilité et du prix à long terme des combustibles.

5.2 *Approbations*

5.2.1 Ontario Hydro cherchera à améliorer le processus d'approbation de la planification afin d'en arriver à une plus grande souplesse.

5.2.2 Dans le cadre du processus d'approbation des centrales, on cherchera à faire approuver l'installation de nouvelles lignes de transport.

5.3 *Puissance des groupes de production et des centrales*

5.3 Afin de maintenir la souplesse du réseau, on envisagera la construction d'ensembles de un ou deux groupes ou tranches d'une puissance rentable à l'intérieur de centrales à groupes multiples.

5.4 *Acquisition des sites*

5.4 On recherchera de nouveaux sites pour les centrales importantes en vue de construire des centrales d'une puissance rentable tout en maintenant un équilibre géographique entre l'offre et la demande.

5.5 *Installations existantes*

5.5.1 On accordera une priorité élevée au maintien et à l'amélioration du rendement, de l'efficacité et de la fiabilité des centrales et des installations de transport existantes.

5.5.2 La remise en état et le réaménagement des installations existantes devront être évalués au même titre que les autres options de l'offre et de la demande.

5.5.3 On favorisera la remise en état et le réaménagement des installations hydroélectriques existantes puisqu'elles utilisent une ressource renouvelable.

5.5.4 On mettra sur pied des programmes visant à obtenir des centrales nucléaires existantes un fonctionnement sûr et économique pendant toute leur durée de vie utile.

5.5.5 Afin d'assurer une certaine marge de manoeuvre, il faudra envisager de maintenir en état de fonctionnement les centrales existantes ayant atteint la fin de leur durée de vie utile.

5.6 *Sources de production de remplacement*

5.6.1 Ontario Hydro continuera d'étudier la faisabilité technique et économique de sources de production de remplacement, particulièrement celles qui utilisent des ressources renouvelables et ontariennes.

5.6.2 Ontario Hydro mettra en place des sources de production de remplacement dans les cas particuliers (ex. : régions isolées) où elles représentent les solutions les plus rentables.

5.7 *Hydroélectricité*

5.7 Des projets hydroélectriques économiques devront être entrepris dans le cadre d'un programme méthodique.

5.8 *Nucléaire*

5.8 Ontario Hydro cherchera à conserver la filière nucléaire CANDU de façon à ce qu'elle reste disponible pour des développements futurs.

5.9 *Combustibles fossiles*

5.9.1 Ontario Hydro maintiendra et améliorera sa base de connaissances sur les nouvelles technologies de combustion du charbon susceptibles de réduire les émissions ou d'améliorer la souplesse, ou les deux.

5.9.2 Afin d'accroître la souplesse du réseau, on envisagera le recours à une centrale au gaz ou au mazout pour répondre à la demande de pointe en raison du court délai de mise en service de ce type de centrale.

6.0 Achats

6.1 Ontario Hydro continuera à faire appel aux réseaux voisins pour obtenir une aide d'urgence et des interconnexions économiques, dans une mesure compatible avec les intérêts mutuels.

6.2 Ontario Hydro envisagera l'achat garanti à long terme d'énergie hydroélectrique aux provinces voisines, à titre de solution à la construction de nouvelles centrales, après avoir consacré tous les efforts possibles pour utiliser les ressources rentables de l'Ontario.

ANNEXE B

Rapport de planification de l'offre et de la demande

Documents consultés

Chapitre 1

1. «Meeting Future Energy Needs. An Initial Review of the Options», Rapport nº 651SP, novembre 1985, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

2. «Environmental Analysis Report», décembre 1989, Ontario Hydro.

3. «Demand/Supply Options Study. The Options», Rapport nº 652 SP, février 1989, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

4. Exposés d'Ontario Hydro au Comité spécial de l'énergie pour l'Étude sur les options pour l'offre et la demande, avril 1986.

5. Recommandations du Comité spécial de l'énergie, Rapport final, juillet 1986.

6. Meeting Future Energy Needs – Provincial Organization Consultation Program: Volume 1, The Consultation Process, mai 1986; Volume 2, Summary of Submissions, avril 1986; Volume 3, Submissions by Organizations, mai 1986, Ontario Hydro, vice-présidence Affaires corporatives.

7. Meeting Future Energy Needs – Regional Consultation Program, août 1986, Ontario Hydro, vice-présidence Affaires corporatives.

8. Meeting Future Energy Needs – Regional Consultation Program: Questionnaire Results, août 1986, Ontario Hydro, vice-présidence Affaires corporatives.

9. Meeting Future Energy Needs – Municipal Utility Consultation Program, décembre 1986, Ontario Hydro, vice-présidence Affaires corporatives.

10. «Les besoins énergétiques de demain. Ébauche de stratégie de planification pour l'offre et la demande d'énergie», Rapport nº 666 SP, décembre 1987, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

11. «Les besoins énergétiques de demain. Ébauche de stratégie de planification pour l'offre et la demande d'énergie», documents complémentaires, Rapport nº 666A SP.

12. «Review of Ontario Hydro's Draft Planning Strategy», Rapport du Comité technique sur la planification des besoins en électricité au ministre de l'Énergie, juillet 1988.

13. «Review by Government Ministries of Ontario Hydro's Draft/Demand Supply Planning Strategy», Rapport présenté au ministre de l'Énergie, juillet 1988.

14. «Draft/Demand Supply Planning Strategy» (résumé), Rapport nº 666B SP, septembre 1988, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

15. Exposés d'Ontario Hydro à l'Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires, novembre 1988.

16. Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires. Rapport au ministre de l'Énergie, janvier 1989.

17. «Select Committee on Energy. Report on Ontario Hydro Draft Demand/Supply Planning Strategy», janvier 1989.

18. «Draft Demand/Supply Planning Strategy Review», Rapport nº 666C SP, avril 1989, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

19. «Stratégie de planification pour l'offre et la demande d'énergie», Rapport nº 666D SP, mars 1989, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

Chapitre 5

1. Rapport de prévision de la charge nº 881212, avril 1989, Ontario Hydro, direction Études économiques et Prévisions.

Chapitre 7

1. «Independent Consultant Review of Ontario Hydro Expectations and Targets for Demand Management Activities», août 1989, RCG/Hagler Bailly Inc.

2. «Demand Management in the 1989 Demand/Supply Plan», décembre 1989, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

Chapitre 8

1. «The 1989 Non-Utility Generation Plan», août 1989, Ontario Hydro, direction Production privée.

Chapitre 12

1. «The Hydraulic Plan», décembre 1989, Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

Chapitre 14

Mêmes documents qu'au chapitre 1, plus :

1. «The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors A Scientific and Technical Review», février 1988, Rapport de la Commission d'étude sur la sécurité des centrales nucléaires de l'Ontario au ministre.

2. «Thermal Cost Review Report», novembre 1989, Ontario Hydro.

3. «Ontario Hydro Thermal Cost Review Assessment Report», août 1989, Monenco Consultants Inc.

Chapitre 15

Mêmes documents qu'au chapitre 1, plus :

1. «Demand/Supply Plan Analysis Report», Ontario Hydro, direction Planification du réseau.

ANNEXE C

Glossaire

amélioration de l'efficacité électrique (AEÉ) – mesures permettant de produire les biens et services nécessaires tout en réduisant la consommation d'électricité.

AEÉ attribuable au programme – réduction nette totale de puissance et d'énergie devant résulter du programme d'AEÉ suscitée.

AEÉ indéterminée – réduction de puissance et d'énergie devant résulter de nouvelles idées et de nouvelles techniques; fondée sur le jugement.

AEÉ naturelles – réduction de puissance et d'énergie électriques devant résulter des fluctuations ordinaires du marché.

AEÉ potentielle suscitée – réduction potentielle nette de puissance et d'énergie électriques, ce qui est techniquement et économiquement possible, résultant des programmes d'incitation des sociétés d'électricité.

AEÉ potentielle totale – réduction potentielle de puissance et d'énergie électriques, compte tenu des possibilités reconnues.

AEÉ réalisable suscitée – réduction nette de puissance et d'énergie devant résulter des programmes d'incitation des sociétés d'électricité dans le cadre de l'AEÉ.

AEÉ – taux de pénétration – pourcentage de réduction potentielle réalisable à l'égard d'une solution particulière d'ici une année donnée, compte tenu des restrictions d'ordre pratique telles que l'acceptation par le public, les obstacles, les mesures prises pour surmonter ces obstacles, l'état de l'infrastructure et le niveau d'incitation offert.

AEÉ totale réalisable – réduction nette totale de puissance et d'énergie devant résulter des AEÉ naturelles et de l'AEÉ attribuable au programme d'incitation.

application – rôle auquel on affecte une solution relative à l'offre; ex. : charge de pointe, charge intermédiaire, charge de base.

capacité de production – capacité de production de pointe d'un groupe, d'une centrale, d'un réseau.

capacité garantie – énergie que peut produire un réseau, compte tenu de facteurs tels que les pannes, les restrictions environnementales et les heures de consommation d'électricité.

centrale au fil de l'eau – centrale hydroélectrique utilisant le débit normal d'une rivière, le plus souvent sans réserve d'eau.

charge – électricité (puissance de pointe et énergie) consommée pour répondre aux besoins des clients; synonyme de demande.

charge de base – demande globale d'électricité existant pendant au moins 70 % du temps.

charge de pointe (demande de pointe) – demande globale d'électricité existant de 0 % à 20 % du temps.

charge intermédiaire– demande globale d'électricité existant de 20 % à 70 % du temps.

charge interruptible à capacité – charge que les clients, sur demande, acceptent de réduire moyennant une réduction des tarifs; cette mesure aide le réseau à faire face aux périodes où la demande risque de dépasser la capacité du réseau de répondre à cette demande.

charge totale du client – ensemble des coûts d'approvisionnement en électricité en réponse aux besoins d'un client; ex. : éclairage artificiel et chauffage résidentiel; comprend les coûts de production, de transport et de distribution d'électricité et les coûts courus par l'utilisateur pour obtenir le service désiré; ex. : câblage, isolation, appareils.

conductibilité – capacité d'Ontario Hydro de faire varier la quantité d'énergie fournie par une centrale.

configuration – nombre de groupes par centrale, dimensions de chaque groupe et nombre et disposition des principaux éléments d'un groupe.

courbe prévisionnelle inférieure – partie inférieure de l'intervalle de prévision; il est probable, à 10 %, que la demande sera inférieure à ce niveau (puissance de pointe et énergie).

courbe prévisionnelle médiane – tendance centrale de l'intervalle de prévision, il est probable, à 50 %, que la demande sera inférieure à ce niveau et à 50 % qu'elle sera supérieure.

courbe prévisionnelle supérieure – partie supérieure de l'intervalle de prévision; il est probable, à 10 %, que la demande d'électricité sera supérieure à ce niveau.

coût d'agrandissement du réseau – estimation des dépenses supplémentaires liées à l'ajout d'installations.

coûts épargnés – coûts de production épargnés par Ontario Hydro lorsqu'une solution de rechange pour l'offre et la demande remplace un élément équivalent d'un plan de l'offre et de la demande.

coût unitaire moyen de l'énergie (CUME) – valeur unique en dollars constants représentant le coût unitaire de l'énergie, en cents par kWh, produite par une centrale pendant sa durée de vie utile; s'obtient à l'aide du facteur d'actualisation.

coûts directs et coûts imputés – coûts directs imputables à une solution, majorés d'une partie appropriée des coûts liés à cette solution.

délai de mise en production – période comprise entre la décision de planification de mettre en oeuvre une solution et le moment où le résultat désiré est atteint; ex. : la solution relative à la demande permet de réduire la consommation, la solution relative à l'offre entre en service.

demande – puissance et énergie à produire pour répondre aux besoins de la clientèle; comprend les pertes sur les réseaux.

demande d'énergie primaire – quantité d'énergie électrique qu'Ontario Hydro doit produire ou acheter pour répondre à la demande de sa clientèle.

déplacement de la charge (DC) – déplacement de la consommation d'électricité d'une période de pointe vers une période creuse.

désulfuration des gaz de combustion – procédé d'élimination de l'anhydride sulfureux (dioxyde de soufre) des gaz de combustion d'une centrale à combustible fossile, à l'aide d'épurateurs.

dollars actualisés – valeur estimative du dollar pour une année donnée.

dollars constants – coût estimatif pour une année donnée, rajusté en fonction d'une année de base, soit, dans le présent rapport, 1989; consulter le chapitre 6.

eau lourde – oxyde de deutérium (D_2O), utilisé comme fluide modérateur et caloporteur dans les réacteurs CANDU.

émission de CO_2 – émission, dans l'atmosphère, de dioxyde de carbone (CO_2) résultant de la combustion d'un combustible fossile.

émission de NO_x – émission résiduelle, dans l'atmosphère, d'oxydes d'azote (NO_x) résultant de la combustion d'un combustible fossile, avec ou sans mesures de réduction.

émission de SO_2 – émission résiduelle, dans l'atmosphère, d'anhydride sulfureux (SO_2) résultant de la combustion d'un combustible fossile, avec ou sans mesures de réduction.

énergie – quantité d'électricité produite ou consommée, exprimée en wattheures ou en multiples du wattheure.

énergie manquante – demande d'énergie des clients à laquelle il n'est pas possible de répondre.

énergie primaire – formes d'énergie dont dispose Ontario Hydro et qu'elle peut transformer en énergie électrique : charbon, mazout, gaz, énergies hydraulique, nucléaire, solaire, éolienne, etc.

engagement – autorisation de mettre en oeuvre une solution; ex. : construire une centrale, signer un accord d'achat, mettre en application un programme de gestion de la demande; une fois l'engagement pris, il peut être nécessaire d'obtenir d'autres approbations.

épurateurs – voir désulfuration des gaz de combustion.

facteur d'utilisation – mesure de l'utilisation d'une centrale exprimant, en pourcentage, l'énergie réellement produite par rapport à celle qu'aurait pu produire la centrale si elle avait fonctionné continuellement à pleine puissance.

$$\text{facteur d'utilisation en \%} = \frac{\text{énergie}}{\text{puissance x temps}} \times 100$$

facteur d'utilisation annuelle (FUA) – facteur d'utilisation moyen pour une année donnée.

facteur de charge – pour une consommation donnée, puissance moyenne divisée par la puissance de pointe, exprimée en pourcentage.

fluage – déformation progressive d'un métal soumis à une forte pression ou à une température élevée.

gestion de la demande – mesures prises par Ontario Hydro et par les services municipaux pour modifier la quantité d'électricité utilisée par les clients et le moment de son utilisation.

giga – un milliard; un gigawatt représente un milliard de watts.

intensité d'utilisation de l'électricité – quantité d'énergie électrique consommée par dollar constant du produit intérieur brut réel; exprimée en kilowattheures par dollar (kWh/$).

intervalle de prévision – charge prévue, exprimée sous forme de plage de valeurs; il est probable, à 80 %, que la charge future se situera à l'intérieur de cette plage.

kilo – un millier; un kilowatt représente mille watts.

ligne simple – ligne de transport dotée d'un seul circuit triphasé; ensemble de trois conducteurs.

méga – un million; un mégawatt représente un million de watts.

mise hors service – action de mettre une installation hors service de façon définitive.

modérateur – substance utilisée dans le noyau d'un réacteur nucléaire pour ralentir ou modérer les neutrons résultant de la fission de l'uranium et favoriser une réaction en chaîne.

potentiel technique (AEÉ) – réduction théorique de la demande d'électricité, qui serait obtenue en apportant toutes les dernières améliorations techniques à l'échelle de la province sans égard au coût ou aux préférences du public; ex. : remplacement de toutes les maisons à chauffage électrique par des maisons R2000. Ontario Hydro n'utilise pas ce calcul, peu pratique.

prévision de la charge de base – demande d'électricité qui existerait sans les mesures d'incitation financière d'Ontario Hydro visant à modifier la quantité d'électricité utilisée par les clients et le moment de son utilisation.

prévision de la charge garantie – puissance et énergie qu'Ontario Hydro doit produire ou acheter pour répondre à la demande d'électricité des clients, à l'exception de la charge interruptible à capacité (CIC).

prévision de la charge primaire – prévision de la puissance de pointe et de l'énergie qu'Ontario Hydro doit produire ou acheter pour répondre à la demande de sa clientèle.

procédé de conversion – méthode de conversion de l'énergie primaire en énergie électrique.

production de la charge de base – production d'une centrale censée fonctionner selon un facteur d'utilisation de 60 % ou plus.

production de la charge de pointe – production d'une centrale censée fonctionner selon un facteur d'utilisation d'au plus 20 %.

production de la charge intermédiaire – production d'une centrale censée fonctionner selon un facteur d'utilisation de 20 % à 60 %.

production mixte – capacité de produire en même temps de l'électricité et de la chaleur, habituellement sous forme de vapeur.

production privée d'électricité (PPÉ) – production d'électricité, en Ontario, par des producteurs autres qu'Ontario Hydro; il peut s'agir de services privés et municipaux et de producteurs privés d'électricité.

protection de l'environnement – mesures prises pour éliminer ou réduire les effets d'émissions résultant des solutions adoptées pour assurer l'offre ou la demande.

puissance – rythme auquel l'énergie électrique est produite ou consommée, exprimé dans le présent document en watts ou en multiples du watt.

puissance de pointe de réserve – réserve garantie exprimée en pourcentage de la puissance maximale appelée.

puissance de réserve – réserve de garantie exprimée en pourcentage de la puissance installée.

puissance garantie (PG) – demande de puissance à laquelle il est possible de répondre en tenant compte de la réserve de garantie.

puissance maximale appelée – demande maximale de puissance à l'intérieur d'une période donnée.

réaménagement – réutilisation d'un site existant pour y installer une nouvelle centrale; moyens permettant de prolonger la durée de vie utile d'une source hydraulique existante.

réduction catalytique sélective (RCS) – méthode d'élimination des oxydes d'azote des gaz de combustion d'une centrale à combustible fossile.

régulation directe de la charge – programme de gestion de la demande en vertu duquel Ontario Hydro ou le service municipal règle directement la demande de la clientèle.

remise en état – rétablissement ou amélioration du rendement à long terme d'une centrale afin d'assurer ou de prolonger sa durée de vie utile; ex. : assurer la conformité avec les exigences de sécurité ou de protection de l'environnement, remplacer le matériel inefficace ou désuet sur le plan technique ou économique.

réseau global d'électricité – réseau intégré de lignes et de postes de transport permettant d'acheminer l'électricité entre les grandes centrales et les centres de distribution ainsi qu'entre les interconnexions avec les réseaux voisins.

réserve de garantie – puissance nécessaire pour assurer la fiabilité, compte tenu des pannes, du déclassement, de l'incertitude relative à la croissance de la charge, au retard de la mise en service, etc.

resquilleurs – gestion de la demande – participants aux programmes de gestion de la demande qui profitent des mesures d'incitation mais qui auraient réduit leur consommation même sans ces mesures.

ressource – élément auquel on peut faire appel pour répondre à un besoin; dans le présent document, il s'agit particulièrement des ressources d'énergie primaire : uranium, mazout, gaz naturel, énergies hydraulique, solaire et éolienne.

solution – moyen, défini avec précision, de répondre aux besoins en matière d'électricité; ex. : une solution relative à l'offre se définit en fonction de l'énergie primaire, du procédé de conversion, de la configuration, de la protection de l'environnement et de son application.

source – lieu d'où provient une chose; fournisseur d'une chose; ex. : charbon provenant des États-Unis, moteur provenant de l'Allemagne de l'Ouest; point d'émission; ex. : anhydride sulfureux provenant de la centrale de Lakeview.

stade de définition – période comprise entre la formulation de l'intention de donner suite au projet et l'engagement financier; comprend l'établissement des caractéristiques de la planification, l'obtention des approbations nécessaires et les travaux préliminaires d'ingénierie.

stade de lancement – période comprise entre la décision de construire et la date de mise en service.

substitution de la charge par la production privée (SCPP) – opération permettant de fournir l'électricité nécessaire aux besoins du producteur ou achetée directement par un client autre qu'Ontario Hydro.

tarifs différentiels – application de tarifs moins élevés pendant la nuit, la fin de semaine, les jours fériés et l'été, et de tarifs plus élevés pendant le jour, les jours ouvrables et l'hiver; ces tarifs favorisent le déplacement de la charge dans le cadre de la gestion de la demande.

téra – mille milliards; un térawatt représente mille milliards de watts.

transport interrégional – un ou plusieurs circuits de transport reliant des régions du réseau global d'électricité, permettant de transporter l'électricité des points de production aux points d'utilisation; le transport interrégional exclut le transport radial.

transport radial – un ou plusieurs circuits de transport reliant une centrale au réseau global d'électricité; allié au transport interrégional, il constitue les installations de transport nécessaires à l'intégration d'une nouvelle centrale au réseau global d'électricité.

type de production – désignation relative aux solutions reposant sur les sources d'énergie primaire : combustibles fossiles, énergies nucléaire et hydraulique.

valeur actualisée – valeur globale des dépenses ou des profits prévus pendant toutes les années considérées, escomptée en fonction d'une année donnée.

watt – mesure de puissance électrique; ex. : une ampoule de 100 watts.

wattheure (Wh) – mesure d'énergie électrique; égale à la puissance (watts) multipliée par le temps (heures); ex. : une ampoule de 100 watts fonctionnant pendant dix heures consomme 1 000 wattheures.

Sigles utilisés

AEÉ – amélioration de l'efficacité électrique

ASP – achat auprès du secteur privé

CALF – combustion atmosphérique à lit fluidisé

CANDU – CANada Deuterium Uranium

CC – cycle combiné

CCGI – cycle combiné de gazéification intégrée

CÉUC – coût énergétique unitaire comptable

CIC – charge interruptible à capacité

CO_2 – dioxyde de carbone

COPV – cycle ordinaire de production de la vapeur

CUMÉ – coût unitaire moyen de l'énergie

DC – déplacement de la charge

DGC – désulfuration des gaz de combustion

ECT – examen des coûts thermiques

ÉE – évaluation environnementale

EEA – exploitation, entretien et administration

EPCCN – Enquête provinciale sur le coût des centrales nucléaires

FUA – facteur d'utilisation annuelle

GD – gestion de la demande

GTC – groupe à turbines à combustion

GTC/CC – groupe à turbines à combustion convertible au cycle combiné

GTC/G – groupe à turbines à combustion – général

GTC/NC – groupe à turbines à combustion non convertible

GTC/CCGI – groupe à turbines à combustion convertible au cycle combiné et au cycle combiné de gazéification intégrée

IPC – indice des prix à la consommation

NO_x – oxydes d'azote

PG – puissance garantie

PIB – produit intérieur brut

PPÉ – production privée d'électricité

RCS – réduction catalytique sélective

RGÉ – réseau global d'électricité

SCPP – substitution de la charge par la production privée

SO_2 – anhydride sulfureux; dioxyde de soufre

SPOD – Stratégie de planification de l'offre et de la demande